

UNIVERSIDADE PRESBITERIANA MACKENZIE

RODRIGO ABRANTES SOARES

**UMA ANÁLISE DO MODELO ESTRUTURA-CONDUTA-DESEMPENHO (ECD)
APLICADO À INDÚSTRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA E
SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL A PARTIR DE 2004**

São Paulo

2019

RODRIGO ABRANTES SOARES

UMA ANÁLISE DO MODELO ESTRUTURA-CONDUTA-DESEMPENHO (ECD)
APLICADO À INDÚSTRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA E
SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL A PARTIR DE 2004

Dissertação apresentada ao Centro de Ciências
Sociais Aplicadas da Universidade
Presbiteriana Mackenzie como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre em Economia e
Mercados.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Álvaro Alves de Moura Junior

São Paulo

2019

S676a Soares, Rodrigo Abrantes.

Uma análise do modelo estrutura-conduta-desempenho (ECD) aplicado à indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica no Brasil a partir de 2004. / Rodrigo Abrantes Soares.

111 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado Profissional em Economia e Mercados) – Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2019.

Orientador: Prof. Álvaro Alves de Moura Junior

Bibliografia: f. 105-111

1. Geração de energia elétrica. 2. Eólica e solar fotovoltaica. 3. Modelo estrutura-conduta-desempenho. 4. Regulação. I. Moura Junior, Álvaro Alves de, *orientador*. II. Título.

CDD 621.312136


RODRIGO ABRANTES SOARES

UMA ANÁLISE DO MODELO ESTRUTURA-CONDUTA-DESEMPENHO (ECD)
APLICADO À INDÚSTRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA E
SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL A PARTIR DE 2004

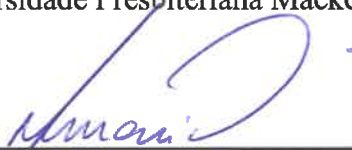
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie, como requisito parcial à obtenção de título de Mestre em Economia e Mercados.

Aprovada em 23 de Setembro de 2019.

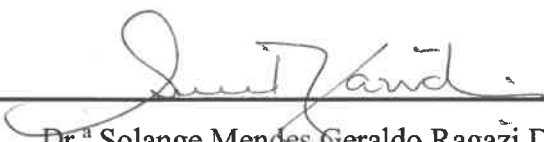
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Álvaro Alves de Moura Junior
Universidade Presbiteriana Mackenzie



Prof. Dr. Vladimir Fernandes Maciel
Universidade Presbiteriana Mackenzie



Dr.ª Solange Mendes Geraldo Ragazi David
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Dedico este trabalho aos meus
pais e ao meu irmão.

AGRADECIMENTOS

A Deus por cuidar de mim e de todas as pessoas que amo. A minha família pelo apoio incondicional. A Juliana Martins pelo amor, pelo carinho e pelo amparo. Ao meu orientador e professor Álvaro Alves de Moura Junior pelo inestimável suporte na realização desta dissertação. Ao professor Vladimir Maciel pelo suporte durante todo o curso e, especialmente, pela orientação no estágio docente realizado no âmbito do mestrado. Aos amigos e colegas de trabalho da Atlas Energia Renovável pelo estímulo na realização e conclusão da pós-graduação. Aos colegas da minha turma de mestrado, cujo companheirismo e apoio foram fundamentais para conclusão do curso.

We must begin thinking like a river if we are to leave a legacy of beauty and life for future generations (David Ross Brower).

RESUMO

Essa dissertação apresenta uma análise da indústria de geração centralizada de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica no Brasil utilizando a abordagem do modelo Estrutura-Condução-Desempenho (ECD). O objetivo da pesquisa é avaliar como a regulação afetou a estrutura, condução e desempenho do mercado de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica no Brasil, de 2004 a 2018. Após análise de indicadores de concentração de mercado e avaliação da estrutura, condução e desempenho da indústria eólica e solar fotovoltaica brasileira, conclui-se que a regulamentação conduziu a eficiência competitiva deste mercado ao longo do período analisado, dada a queda dos indicadores de concentração de mercado e a redução de preços médios dos produtos eólico e solar fotovoltaico nos leilões regulados. Adicionalmente, a pesquisa apresenta aspectos da regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro, o progresso tecnológico de usinas eólicas e solares fotovoltaica, evolução da oferta nos leilões regulados e o desempenho financeiro de algumas empresas atuantes neste setor.

Palavras chaves: Geração de Energia Elétrica. Eólica e Solar Fotovoltaica. Modelo Estrutura-Condução-Desempenho. Regulação.

ABSTRACT

This paper presents an analysis of the wind and solar photovoltaic generation industry in Brazil using the Structure-Conduct-Performance (SCP) model. The objective of the research is to evaluate how the regulation affected the structure, conduct and performance of the wind and solar photovoltaic market in Brazil from 2004 to 2018. After analysis of market concentration indicators and evaluation of the structure, conduct and performance of the Brazilian wind and solar photovoltaic industry, it was concluded that regulation led to the competitive efficiency of this industry over the analyzed period, given the reduction of market concentration indicators and the reduction of average prices of wind and solar photovoltaic products in regulated auctions. Furthermore, the research presents aspects of the regulation over Brazilian Electric Sector, the technological progress of wind and solar photovoltaic plants, supply evolution in regulated auctions and the financial performance of some companies which operate in this sector.

Keywords: Power Generation. Wind and Solar Photovoltaic. Structure-Conduct-Performance Model. Regulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Modelo Conceitual do Paradigma Estrutura-Conduto-Desempenho.....	7
Figura 2 - Os preços que induzem à entrada e à saída de um setor.....	19
Figura 3 - Desenhos de mercado no mundo	27
Figura 4 - Campo institucional do setor elétrico (1992).....	37
Figura 5 - Campo institucional do setor elétrico (2002).....	40
Figura 6 - Campo institucional do setor elétrico (2004 à atualidade)	41
Figura 7 - Resumo do histórico de introdução da fonte eólica e solar fotovoltaica no setor elétrico brasileiro	51
Figura 8 - Ciclos de geração de energia elétrica no Brasil	57
Figura 9 - Esquema geral de típica turbina eólica de eixo vertical e de eixo horizontal.....	60
Figura 10 - Imagens de usinas eólicas típicas por tecnologia	61
Figura 11 - Esquema geral de funcionamento de um aerogerador	62
Figura 12 - Composição percentual de custos de investimento de um sistema eólico norte-americano <i>onshore</i> no ano de 2016	63
Figura 13 - Composição de custos de investimento de sistemas eólicos <i>onshore</i> nos Estados Unidos, aerogerador de 2 MW	63
Figura 14 - Evolução das médias de alturas das torres, diâmetros dos rotores e potências unitárias dos equipamentos dos projetos habilitados.....	65
Figura 15 - Índices de preços de turbinas eólicas e tendências de preços, 1997-2017.....	66
Figura 16 - Imagens de usinas de GD, GC fotovoltaica e GC por sistemas de concentração solar	67
Figura 17 - Composição de custos de investimento de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e estrutura móvel (média ponderada dos Estados Unidos, UFV de 100 MW)	69
Figura 18 - Composição percentual de custos de investimento de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e estrutura móvel	70
Figura 19 - Preços médios mensais do módulo fotovoltaico solar europeu por tecnologia e fabricante, de março de 2010 a maio de 2017 (à esquerda), e preços médios anuais dos módulos por mercado em 2015 e 2016 (à direita)	72
Figura 20 - Participação das Fontes nos Leilões de Expansão em 2017	88
Figura 21 - Volume e Preços Comercializados de Usinas Eólica por Leilão Regulado	89
Figura 22 - Volume e Preços Comercializados de Usinas Solares Fotovoltaicas por Leilão..	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência - Caso 1.....	3
Tabela 2 - Quadro-resumo de descontos na TUSD/TUST	44
Tabela 3 - Quadro-resumo de classificação dos projetos	45
Tabela 4 - Índices de Concentração das Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas.....	74
Tabela 5 - Resumo das barreiras à saída de empresas titulares de usinas eólicas e solares fotovoltaicas	81
Tabela 6 - Grupos econômicos líderes de participação de mercado classificadas em geradoras eólicas e solares fotovoltaicos, com ou sem <i>utilities</i> , em 2018.....	83
Tabela 7 - Empreendimentos em Operação Comercial no Brasil por fonte, em 2016 e 2019	87
Tabela 8 - Estimativa de empregos diretos e indiretos gerados por fonte de energia no mundo em 2016-17, em milhares de empregos	93
Tabela 9 - Classificação dos empregos na energia eólica e suas características	94
Tabela 10 - Dados de registro na bolsa B3 e potência instalada eólica e solar fotovoltaica (PROINFA e ACR)	96
Tabela 11 - Indicadores de desempenho das empresas selecionadas e da empresa de referência (31/12/2018)	97

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG - Banco de Informações de Geração

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BNEF - *Bloomberg New Energy Finance*

BoS - *Balance of System*

CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CAPEX - *Capital Expenditure*

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCVE - Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CER - Contrato de Energia de Reserva

CESP - Companhia Energética de São Paulo

CF/88 - Constituição Federal de 1988

CHESF- Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CME - Custo Marginal de Expansão

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CMO - Custo Mensal de Operação

CR - Razão de Concentração

CCD/T - Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição/Transmissão

CUSD/T - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ECD - Estrutura-Condução-Desempenho

ECT - Economia dos Custos de Transação

Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras

ENA - Energia Natural Afluenta

EPC - *Engineering, Procurement and Construction*

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUST - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

FIT - *feed-in tariff*

GC - Geração de Energia Elétrica Centralizada

GD - Geração de Energia Elétrica Descentralizada/Distribuída

HH - *Herfindahl-Hirshman*

ICMS - Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação

IE - Índice de Endividamento

IEA - *International Energy Agency*

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica

kV - Quilovolt (medida de tensão elétrica)

kW - Quilowatt (medida de potência)

LC - Liquidez Corrente

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva

LFA - Leilão de Fontes Alternativas de Energia

LG - Liquidez Geral

MAE - Mercado Atacadista de Energia

MCSD-EN - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova

MME - Ministério de Minas e Energia

MW - Megawatt (medida de potência)

MWp - Megawatt pico (medida de potência referente aos módulos solares instalados em uma usina solar fotovoltaica, sendo também comum utilizar a expressão MWcc - Megawatt em corrente contínua, para se indicar a mesma medida)

OECD - *Organization for Economic Co-operation and Development*

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

O&M - Operação e Manutenção

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica

PL - Projeto de Lei

PLD - Preço da Liquidação das Diferenças

PLS - Projeto de Lei do Senado

PPA - *Power Purchase Agreement*

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

Projeto RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura

REN - Resolução Normativa

ROA - Retorno sobre o Ativo (*Return On Asset*, em inglês)

ROE - Retorno sobre o Patrimônio Líquido (*Return On Equity*, em inglês)

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEAE/MF - Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SENACON - Secretaria Nacional do Consumidor

SIN - Sistema Interligado Nacional

TEEH - Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

TEEV - Turbinas Eólicas de Eixo Vertical

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UBP - Uso de Bem Público

V - Volt (medida de tensão elétrica)

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1. REFERENCIAL TEÓRICO.....	6
1.1 O MODELO ECD	6
1.2 ASPECTOS DA REGULAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	11
1.2.1 Mercados contestáveis, o monopólio natural, a crítica de Demsetz, a Economia dos Custos de Transação e a Teoria da Captura na indústria de energia elétrica ...	17
1.2.2 Modelos do mercado de energia elétrica no mundo: da integração vertical ao comercializador varejista de energia elétrica	25
1.2.3 Aspectos dos leilões regulados de energia elétrica no Brasil	28
2. MATERIAL E MÉTODOS.....	32
3. BREVE HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	36
3.1 ANTIGO MODELO DO SETOR ELÉTRICO: NÚCLEO DE COORDENAÇÃO ESTATAL	36
3.2 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A CRISE DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	39
3.3 INCLUSÃO DAS TECNOLOGIAS EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	42
3.3.1 Incentivos às fontes renováveis, particularmente eólica e solar fotovoltaica ...	42
3.3.2 Políticas públicas e leilões na introdução de usinas eólicas e solares fotovoltaicas na matriz elétrica brasileira	47
4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA	53
4.1 ASPECTOS TÉCNICOS DAS FONTES RENOVÁVEIS	53
4.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA E GERAÇÃO DESCENTRALIZADA (DISTRIBUÍDA)	56
4.3 A TECNOLOGIA EÓLICA	59
4.3.1 Custos de Investimento em Usina Eólica Centralizada.....	62
4.4 A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	66
4.4.1 Custos de Investimento em Usina Solar Fotovoltaica Centralizada	68
5. O CASO DA INDÚSTRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA: APLICAÇÃO DO MODELO ECD	73
5.1 MODELO ECD: ESTRUTURA	73
5.1.1 Concentração de mercado.....	73
5.1.2 Barreira à entrada	75
5.1.3 Barreira à saída	78
5.1.4 Controle sobre práticas verticais.....	81
5.2 MODELO ECD: CONDUTA	84
5.2.1 Conduta de oferta e preços	87

5.3	MODELO ECD: DESEMPENHO	92
5.3.1	Desempenho na geração de empregos	93
5.3.2	Desempenho de amostra de firmas atuantes no mercado.....	96
5.4	CONCLUSÕES	99
	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	101
	REFERÊNCIAS	105

INTRODUÇÃO

A infraestrutura de um país é um dos fundamentos do seu desenvolvimento econômico. Ela acomoda uma rede de atividades e serviços básicos capazes de criar um ambiente no qual outras atividades produtivas possam acontecer com maior eficiência, contribuindo assim para uma trajetória de riqueza da nação em questão (AGÉNOR, 2010). Parece lugar-comum dizer que o Brasil vive um déficit de infraestrutura: serviços fundamentais de saneamento básico, transportes e energia são oferecidos de modo precário e a preços elevados (INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, 2010).

A indústria de energia elétrica compõe um ramo da infraestrutura que compreende toda a cadeia de atividades envolvidas na produção, transporte, comercialização e distribuição da energia elétrica, constituindo, portanto, um sistema de infraestrutura composto por um conjunto de processos distintos que presta papel essencial na competitividade industrial de um país (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a).

A constante avaliação e planejamento do setor elétrico é fundamental para garantir a oferta eficiente do produto energia elétrica, que além de um importante insumo produtivo é fonte de bem-estar social de um país. Tendo em vista a rápida inserção da tecnologia eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira é necessário entender e avaliar seus impactos técnicos e econômicos.

O Brasil estabeleceu metas e definiu planos de governo para alcançar uma matriz elétrica com fontes alternativas¹ de baixo impacto ambiental e baixa emissão de gases do efeito estufa. A *Organization for Economic Co-operation and Development* (OECD) ([201-], [Internet]) recomenda a busca por um setor energético sustentável e mais limpo, sustentando que

There are reasons for optimism in pursuing a greener energy sector. Policy-makers and businesses are making commitments. National targets for renewable energy are spreading. More than 70 governments around the world, including all IEA member countries, have put in place targets and policies to support development of renewable energy technologies. In doing so, they improve energy security and access to modern energy services, reduce dependence on energy imports, protect the environment, provide employment and strengthen the competitive edge of domestic industry. However, there is still an urgent need to accelerate the pace of change.

¹ Nesta pesquisa o conceito de fonte/energia alternativa, incentivada e renovável será utilizada para indicar a energia elétrica produzida por usinas eólicas, solares fotovoltaicas, termelétricas à biomassa ou à gás de metano (proveniente dos aterros sanitários) e pelas pequenas centrais hidrelétricas - PCHs. Ou seja, termelétricas à combustíveis fósseis e a gás natural, assim como as usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 50 MW serão classificadas como fonte/energia convencional.

No mundo, o *New Energy Outlook 2018* (BLOOMBERG , 2018) estima que até 2050 metade da energia elétrica produzida será provida por fontes renováveis, principalmente pelas fontes eólica e solar fotovoltaica. Essa estimativa leva em conta a expressiva queda nos custos de sistemas de armazenamento (baterias estacionárias) e da expansão de energia eólica e solar fotovoltaica, métodos de produção que já são mais baratos que as fontes fósseis.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018a), que tem como um de seus objetivos planejar a expansão do parque gerador nacional para os próximos dez anos a partir do ano corrente de sua publicação, apresenta cinco casos (cenários) de evolução de expansão da geração no Brasil, quais sejam: caso 1 – expansão de referência, que apresenta uma taxa média de crescimento da demanda de energia elétrica de 3,6% ao ano; caso 2 – expansão para o caso alternativo de demanda, que apresenta uma taxa média de crescimento da demanda de 3,9% ao ano; caso 3 – restrição à expansão de gás natural, trazendo alternativas para restrição de oferta desta fonte (como expansão de térmicas a carvão mineral e restrição de oferta de eólicas); caso 4 – expansão considerando o aproveitamento do pré-sal, ou seja, termelétricas aproveitando o gás natural do pré-sal; caso 5 – avaliação da tecnologia solar fotovoltaica, que avalia a contribuição da energia solar fotovoltaica para atendimento de períodos de pico da demanda instantânea por energia elétrica, que em alguns meses do ano tem sido registrado na parte da tarde.

Pois bem, de acordo com o supracitado PDE 2027 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018a), utilizando a trajetória de referência – Caso 1, as fontes eólica e solar fotovoltaica representam 15.000 MW da expansão total prevista para matriz elétrica nacional nos próximos dez anos, o equivalente a 37,7% da expansão total, evidenciando, assim, a importância destas fontes de energia para a matriz elétrica brasileira. A Tabela 1 apresenta o referido caso de expansão.

Tabela 1 - Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência - Caso 1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica (a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	400	400	400	400	400	2.000	10.000
Eólica - Nordeste	-	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	40.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível (b)	-	-	2.862	394	-	804	4.059	13.077
GNL Sul Flexível (b)	-	-	593	124	-	348	1.064	3.428
GNL Nordeste Flexível (b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	516	727	-	1.276	2.723	5.935
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.054	-	1.415	2.469	5.379
Gás Flexível CA Sudeste	-	1.101	2.176	1.984	-	1.689	6.950	17.121
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Eólica + Fotovoltaica	-	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	15.000	70.000
TOTAL	204	4.931	10.284	9.040	3.980	11.302	39.740	156.127
Participação Eólica + Fotovoltaica / TOTAL	0,0%	60,8%	29,2%	33,2%	75,4%	26,5%	37,7%	44,8%

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Fonte: Adaptado do PDE 2027 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018a)

Do ponto de vista histórico, na última década a geração eólica e solar fotovoltaica surgiu no mercado brasileiro como alternativa de produção de energia elétrica economicamente viável.

A Lei 10.438, de 2002, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que a partir de sua regulamentação em 2004, pelo Decreto nº 5.025 daquele ano, deu início a introdução da fonte eólica no mercado brasileiro de energia elétrica. O objetivo do PROINFA era justamente aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesta iniciativa, não foi contemplada a fonte solar fotovoltaica, que ainda não se viabilizava do ponto de vista econômico.

O intuito do Governo Federal neste primeiro momento era promover a diversificação da matriz elétrica brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais do país (MME, [201-]). Este foi o primeiro movimento de fomento da fonte de energia eólica, com a contratação de 54 usinas, totalizando 685,24 MW (MME, [201-]).

Com a introdução dos leilões centralizados para aquisição de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), o Governo Federal, representando as distribuidoras nos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas de Energia (LFA) ou representando

todos os consumidores do SIN em Leilões de Energia de Reserva (LER), passa a adquirir energia eólica e solar fotovoltaica por meio de novos projetos de geração.

Em 2009, por meio do 2º Leilão de Energia de Reserva (LER 2009), exclusivo para contratação de projetos eólicos, foram contratadas 71 usinas, dando início à sistemática contratação desta fonte nos anos seguintes (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 7,46% da potência fiscalizada² em operação no Brasil corresponde à fonte eólica, responsável por 30,46% dos empreendimentos em construção no país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).

Em 2014, ocorreu o primeiro leilão com produto específico para contratação de usinas solares fotovoltaicas, denominado 6º Leilão de Energia de Reserva (LER 2014), pelo qual esta fonte comercializou 31 projetos, 889,66 MW de potência instalada, introduzindo a geração solar fotovoltaica centralizada³ na matriz elétrica brasileira (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). A partir desta data, a fonte solar fotovoltaica se consolida como fonte competitiva, acumulando vendas nos certames realizados posteriormente⁴. De acordo com a ANEEL (2019a), 0,25% da potência fiscalizada em operação no Brasil corresponde à fonte solar fotovoltaica, que é responsável por 8,13% dos empreendimentos em construção no país e 13,53% dos empreendimentos contratados, que não iniciaram suas obras de construção.

Nesse contexto, a questão a ser respondida pela presente pesquisa é: Como a regulação afetou a estrutura, conduta e, conseqüentemente, o desempenho da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira a partir de 2004? Parte-se da hipótese que a regulação conduziu a eficiência competitiva do mercado de energia eólica e solar fotovoltaica.

Essa hipótese se deve a percepção geral que há várias empresas atuantes no mercado de energia eólica e solar fotovoltaica brasileira como desenvolvedoras de projetos. Observa-se também que existem empresas especuladoras neste grupo, isto é, firmas que buscam uma oportunidade de venda do seu direito sobre os projetos (direito de uso da terra, licenças, margem de conexão e etc.) e outras empresas que objetivam a implementação das centrais geradoras.

² A Potência Fiscalizada é aquela considerada em operação comercial pela ANEEL, dada a comprovação de sua operação a partir do início de operação comercial da primeira unidade geradora da usina.

³ Neste trabalho, será estudada a inserção da geração centralizada, que se difere da geração distribuída, conforme será visto detalhadamente em capítulo que trata dos aspectos da tecnologia eólica e solar fotovoltaica.

⁴ Cita-se o 7º e 8º Leilão de Energia de Reserva de 2015 (1º LER 2015 e 2º LER 2015), Leilão Nº 04/2017-ANEEL (LEN A-4/2017) e o Leilão Nº 01/2018-ANEEL (LEN A-4/2018).

Resta saber se, ao analisar os grupos econômicos controladores das usinas eólicas e solares fotovoltaicas vencedoras de leilões regulados, a regulação conduziu a eficiência competitiva do mercado de energia eólica e solar fotovoltaica.

Com isso, o objetivo da presente pesquisa é avaliar como a regulação afetou a competitividade da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira a partir de 2004, por meio do paradigma da Estrutura-Conduto-Desempenho (ECD).

Como objetivos específicos pretende-se: (i) entender o paradigma ECD e os aspectos da regulação de indústria de rede, particularmente do setor de energia elétrica; (ii) definir os procedimentos metodológicos a serem adotados na pesquisa; (iii) entender a evolução dos marcos regulatórios do setor elétrico brasileiro; (iv) descrever as principais características da tecnologia de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica; e (v) avaliar a indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira aplicando o paradigma ECD.

A pesquisa mostra-se inovadora por explorar essa nova indústria de geração de energia eólica e solar fotovoltaica, que se desenvolveu no Brasil na última década, justificando-se pela sua contemporaneidade e importância da discussão do tema no Brasil e no mundo. As análises resultantes desta pesquisa são relevantes para o entendimento da evolução da regulamentação, da estrutura, conduta e desempenho da indústria de energia eólica e solar fotovoltaica brasileira, servindo de referência para elaboração de estratégias empresariais de firmas atuantes nesta indústria, formulação de políticas públicas no setor e futuros estudos sobre o tema.

A dissertação está estruturada em cinco capítulos. O primeiro capítulo traz um referencial teórico acerca da regulação do setor de energia elétrica, que se interliga com os conceitos do funcionamento do modelo/paradigma Estrutura-Conduto-Desempenho (ECD), indústria de rede, mercados contestáveis, o monopólio natural, a crítica de Demsetz, a Economia dos Custos de Transação (ECT), a Teoria da Captura, modelos de mercado de energia elétrica no Brasil e no mundo e características de leilões.

O segundo capítulo apresenta o material e métodos utilizados na pesquisa, enquanto que o terceiro capítulo procura entender a evolução dos marcos regulatórios do setor elétrico brasileiro (SEB) em uma linha de evolução histórica.

O quarto capítulo busca descrever as principais características técnicas das energias renováveis e, particularmente, das tecnologias eólica e solar fotovoltaica. O quinto capítulo avalia a indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira a partir do paradigma ECD.

Por fim, são realizadas as considerações finais sobre os resultados da pesquisa e suas contribuições para futuras pesquisas sobre o tema.

1. REFERENCIAL TEÓRICO

Na presente pesquisa é fundamental o aprofundamento teórico sobre os aspectos da regulação aplicável ao setor de energia elétrica, assim como o paradigma ECD, abordagem adotada na análise da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira.

O presente capítulo se subdivide em duas subseções, com a primeira delas tratando da literatura econômica por trás do paradigma ECD. A segunda subseção se dedica a explorar aspectos regulatórios, particularmente da indústria de rede, se subdividindo em outras três subseções específicas para tratar dos conceitos de mercados contestáveis, o monopólio natural, a crítica de Demsetz, a Economia dos Custos de Transação, a Teoria da Captura, dos modelos de mercado de energia elétrica no mundo e dos aspectos da teoria de leilões.

1.1 O MODELO ECD

Conforme visto anteriormente, para avaliar a indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira a presente pesquisa propõe a aplicação do modelo/paradigma da ECD.

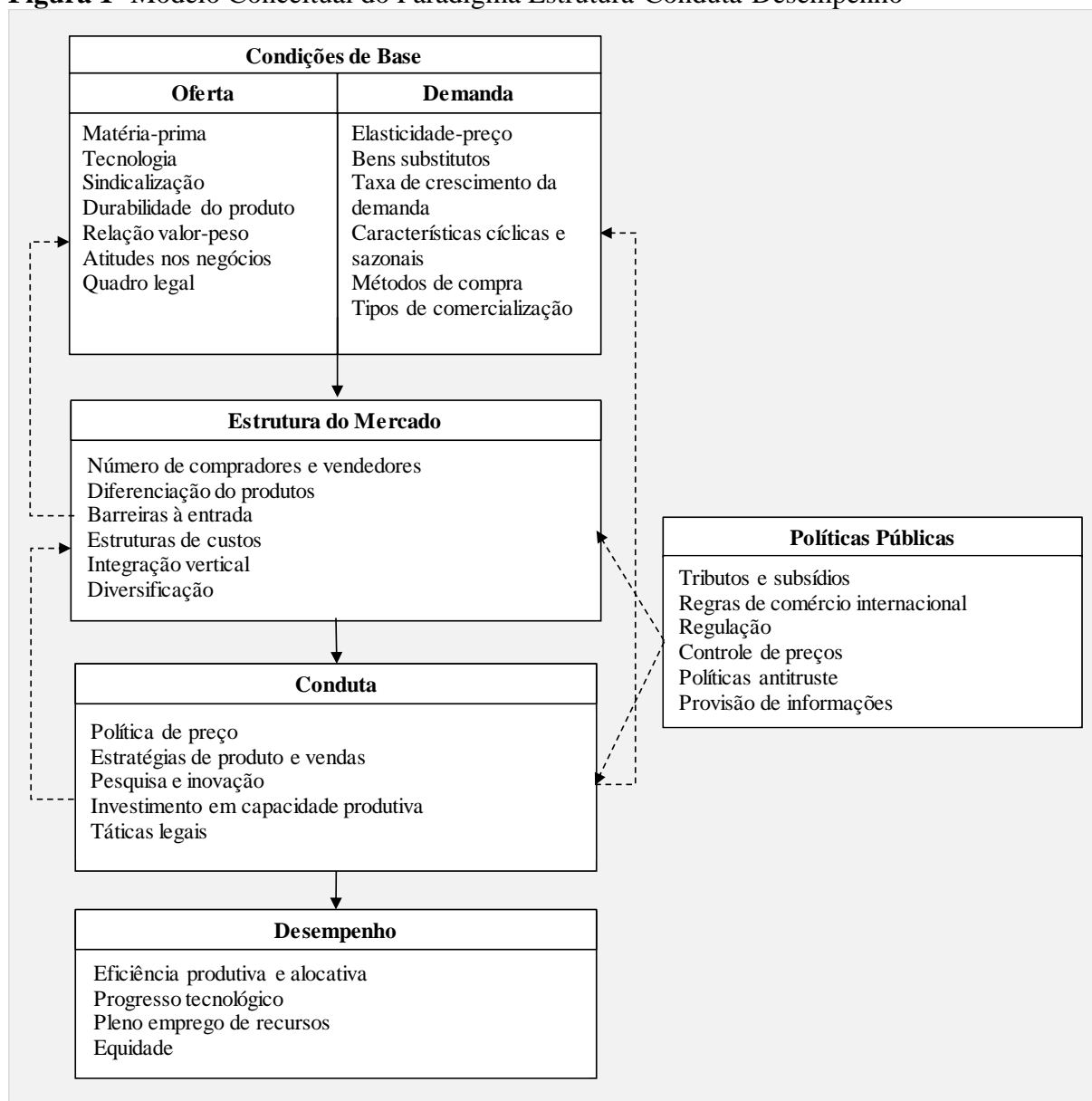
De acordo com a Kon (1999), a teoria da Economia Industrial⁵ foi reconhecida na literatura apenas no início da década 50, apesar do estudo moderno da competição e do monopólio ter se iniciado por volta de 1880, pelos trabalhos de Clark, Adams, Ely e Bullock. Na década de 20, a obra *Princípios de Economia* de Marshall se encarregou de discutir as ideias centrais de graus de monopólio, economias e deseconomias de escala, oligopólio, discriminação de preços, inovação, processos dinâmicos, custos fixos, riscos e incerteza (KON, 1999).

No caso concreto da pesquisa aqui proposta, o uso da Economia Industrial é pertinente, porque busca-se exatamente explorar o mercado de geração de energia eólica e solar fotovoltaica por meio de análise objetiva e direta desta indústria.

⁵ A Economia Industrial se insere na estrutura geral da Microeconomia tradicional, apesar das divergências quanto aos objetivos e metodologias empregadas em suas abordagens: a Microeconomia tradicional preocupa-se com a determinação de uma posição de equilíbrio na firma (e nos mercados), com as empresas agindo como operadoras da força de mercado, não cabendo comportamento arbitrário por parte das firmas individualmente; por sua vez, a Economia Industrial enfatiza exatamente o comportamento individual das firmas e dos mercados no decorrer de seus processos de movimentação/mudança, pela qual não há condição de equilíbrio (KON, 1999). Outra diferença é que a Microeconomia tem origem na escola inglesa de análise econômica, no século XIX, enfatizando a ciência econômica a partir de sua característica dedutiva, enquanto que a Economia Industrial segue a tradição das escolas institucionalistas e históricas originárias na Alemanha e Estados Unidos, pela qual se dá ênfase na observação empírica das estruturas de mercado, sob influência de forças econômicas que ocasionam mudanças na organização industrial existente (KON, 1999). Ou seja, o que se busca na Economia Industrial é uma abordagem baseada na observação de fatos da firma ou mercado que se busca avaliar, permitindo confrontar o exame teórico do comportamento das firmas com a realidade observada.

Bain (1968) cuidou da formalização teórica do método ECD, estudando cada elemento que o compõe, separadamente, para posteriormente analisá-los conjuntamente. Posteriormente, o modelo ECD foi consolidado e revisado por Scherer e Ross (1990) na década de 90, seguindo a perspectiva de entender o funcionamento e as condições básicas da indústria sob o aspecto do bem-estar social, com duas variáveis chaves: eficiência alocativa e progresso técnico (AURÉLIO DE MARIO e VERDU, 2015). Nesta consolidação, os autores aborveram as críticas ao modelo, o aprimorando, de modo a reconhecer a inter-relação entre suas variáveis (por exemplo, a conduta das firmas alterando a estrutura do mercado), conforme pode ser observado nas setas do esquema conceitual apresentado pela Figura 1.

Figura 1- Modelo Conceitual do Paradigma Estrutura-Conduta-Desempenho



Fonte: Scherer e Ross, 1990, p. 5

Scherer e Ross (1990) apresentam o paradigma da ECD com pouca ênfase no fator gerencial presente na conduta das firmas, fundamentando sua teoria nas políticas públicas e na regulação de setores não concorrenciais, focando o desempenho no bem-estar, em vez de propriamente no lucro das firmas (AURÉLIO DE MARIO e VERDU, 2015). Estudos mais recentes consideram a importância da conduta estratégica das firmas, inclusive, adotando a conduta das empresas como importante fator na definição da estrutura do mercado (AURÉLIO DE MARIO e VERDU, 2015).

O modelo ECD procura avaliar determinado mercado focando na causalidade dentre suas variáveis, com destaque para a influência das políticas públicas sobre estas variáveis, dado que o Estado pode impor barreiras econômicas e/ou institucionais/legais intransponíveis (por exemplo, a proibição de exploração de combustíveis e energia nuclear por empresas privadas no Brasil) ou conceder incentivos (por exemplo, o subsídio de cinquenta a cem por cento de desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão de centrais geradoras renováveis) que podem impactar profundamente as condições base, a estrutura, a conduta e o desempenho de um mercado. A importância dada as políticas públicas e a regulação no paradigma ECD justifica a escolha desta abordagem na presente pesquisa.

De fato, o paradigma da ECD tem sido utilizado como método de pesquisa nos mais diversos ramos de atividade econômica, como na indústria hospitalar (MARTINS, FILHO e OLIVEIRA, 2015), na indústria bancária (NEUBERGER, 1998) (ÇELIK e KAPLAN, 2016), na indústria de laticínios (MACHADO, ALMEIDA, *et al.*, 2010), na logística do agronegócio (LANDIVAR, COLARES-SANTOS, *et al.*, 2013), na indústria calçadista (LOPES, 2014) (COMUNELO e GODARTH, 2014), no setor agroindustrial canavieiro (VIAN, LIMA e FILHO, 2007), na cadeia de valor da apicultura (FIGUEIREDO JUNIOR, MEUWISSEN, *et al.*, 2016), até mesmo para analisar a organização industrial da atividade de exploração econômica do basquete profissional feminino nos Estados Unidos (ANTHONY, CAUDILL e MIXON JR., 2012), além de ser objeto de pesquisa teórica recente (LOPES, 2016). O paradigma ECD foi utilizado como abordagem principal para análise do Setor Elétrico Brasileiro em pelo menos duas dissertações de mestrado (GOMES, 1998) (THEOTÔNIO, 1999).

Rosado-Cubeiro (2015) afirma que o paradigma ECD fornece ferramentas teóricas capazes de identificar o exercício de poder de mercado das firmas e as barreiras de entrada e barreiras à saída de uma determinada indústria, sendo uma das ferramentas práticas utilizadas pelas cortes americanas no julgamento de casos de abuso de poder econômico de empresas líderes de determinado mercado. No entanto, Rosado-Cubeiro aponta algumas deficiências do

paradigma ECD, como a dificuldade em medir as condições que compõe a estrutura, conduta e desempenho de uma indústria e a dificuldade em discriminar a relevância dentre estas condições.

All of these variables established by Structure-Conduct-Performance in order to test the workable competition within the markets are relevant but quite difficult to measure. Also the discrimination by relevance in the analysis became problematic. Some researchers pointed out the difficulty to make a perfect definition of them. But when we are out of the academic field and a scientific economic advantage is used in the real world, for example in a Judge for injuries suffered by a company because the abuse of the dominant position in a market by incumbents, the economy as science must to give tools to help courts. (ROSADO-CUBERO, 2015, p. 71)

Tendo como inspiração teórica a prioridade da estrutura de mercado na explicação do desempenho das firmas, o paradigma ECD foca na avaliação da concentração de mercado, barreiras à entrada e a lucratividade (POSSAS, 1990).

De maneira geral, no modelo ECD o pesquisador pode iniciar sua avaliação setorial pelas evidências da estrutura para posteriormente tratar da conduta e desempenho das empresas, ou partir do atributo concentração para avaliar seus determinantes (POSSAS, 1990).

Vian *et al* (2007) apresenta que a interação entre estrutura, conduta, desempenho pode ser realizada de duas maneiras, quais sejam: (i) por meio de análises estatísticas aplicadas a casos específicos, procurando verificar a influência da variável concentração sobre outras variáveis, ou estudos que procuram mostrar a tendência temporal de concentração, em vários setores, e suas relações com outras variáveis; e (ii) por meio da teoria dos jogos, demonstrando que as empresas escolhem seus níveis de produção e preços em função de seus custos e ações de seus principais concorrentes.

Vian *et al* (2007), relatou que as condutas das firmas determinam a estrutura de mercado, retomando a análise de influência mútua entre estratégias das firmas e a estrutura do mercado em que elas estão inseridas.

Para análise da estrutura de mercado, McGuigan *et al* (2007) demonstra que deve ser analisado cerca de seis características do mercado, quais sejam: (i) concentração de compradores e vendedores; (ii) diferenciação do produto real ou imaginada; (iii) condições de entrada; (iv) integração vertical; (v) diversificação ou formação de conglomerado; e (vi) competitividade.

Nesse contexto, a concentração pode ser identificada como um dos atributos mais importantes para avaliação da estrutura de mercado, sob a ótica do paradigma ECD, uma vez que quanto maior a concentração, maior seria a desigualdade na repartição do mercado entre as empresas. Para Possas (1990) o elemento estrutural do mercado habitualmente associado a

concentração, além de barreiras à entrada, é a presença de economias de escala, que pode ser mensurada de diversas formas⁶.

Resende e Boff (2002) defendem que índices de concentração são ferramentas úteis para indicar preliminarmente os setores para os quais espera-se que o poder de mercado seja significativo.

Por fim, na avaliação da estrutura, Besanko *et al* (2012) apresenta uma valiosa análise sobre concorrência, barreiras de entrada e saída, preços, custos, economias de escala e escopo que também serviram de referencial teórico para análise ECD da presente pesquisa.

A conduta do mercado pode ser definido com base em cinco indicadores, quais sejam: (i) comportamento dos preços; (ii) política do produto; (iii) estratégias de promoção de venda e de propaganda; (iv) estratégias de pesquisa, desenvolvimento e inovação; e a (v) tática legal (MCGUIGAN, MOYER e HARRIS, 2007).

Já as pesquisas sobre desempenho do mercado têm adotado indicadores de taxas lucratividade, endividamento, margens preço-custo, custos reais *versus* custos tecnologicamente possíveis, custos de venda em relação ao preço ou aos custos totais, flexibilidade de preços, estabilidade de preços, entre outras métricas (MCGUIGAN, MOYER e HARRIS, 2007).

De fato, as empresas do setor elétrico, que ao fim e ao cabo, prestam um serviço público essencial a população, o fornecimento de energia elétrica, tem se preocupado cada vez mais com questões de sustentabilidade e meio ambiente, responsabilidade social, além da lucratividade. Nessa linha de pensamento, Rangan (2011) defende que está cada vez mais presente na conduta das empresas o compromisso com o progresso social e a melhora de vida das pessoas, de modo que as empresas também assumam seu papel de fomentadora do desenvolvimento econômico-social.

Logo, em última análise, o modelo EDC deve considerar que a conduta das empresas também pode alterar as políticas públicas, no sentido que empresas de excelência em responsabilidade social possam ser referência na elaboração de políticas públicas que

⁶ Possas (1990) defende que para mensuração das economias de escala existem três técnicas mais empregadas, quais sejam: (i) a “análise estatística”, que trabalha com cortes transversais contendo informações sobre custos, tendo como aplicação os estudos de lucratividade e tamanho, tendo como inconveniente para sua aplicação a dificuldade de acesso a dados; (ii) a “técnica do sobrevivente”, se baseia na proposta que a empresa ou planta que sobreviveu num período mais longo ou que apresenta crescimento superior à média de mercado, deve apresentar custos menores que as demais, portanto, goza de escala próxima do ótimo, sendo que esta abordagem tem a desvantagem de selecionar empresas que podem ter se destacado por fatores diversos a economia de escala; e (iii) o “método de engenharia de produção” baseado em informações de engenheiros encarregados pelo projeto, instalação e operação das plantas, apresentando o inconveniente de focar nas vantagens técnicas da firma, não levando em conta os custos de distribuição, vendas e administrativos.

incentivem este comportamento em suas concorrentes e, assim, ocorram novas transformações na estrutura, conduta e desempenho de um setor.

Conclui-se que o paradigma ECD é uma poderosa ferramenta de análise de um mercado e possui a robustez necessária para avaliar de forma adequada o complexo SEB.

1.2 ASPECTOS DA REGULAÇÃO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Para identificar o ambiente de negócios onde se insere a indústria de energia eólica e solar fotovoltaica, processo fundamental para abordagem via paradigma da ECD, é indispensável entender o conceito de indústria de rede e como se dá a aplicação da regulação econômica nesta indústria, uma vez que a regulação pode alterar a estrutura da indústria, quer com o direcionamento do mercado em uma direção mais competitiva, quer com a administração direta de preços.

Shy (2001) apresenta algumas características que permitem definir se uma indústria de bens ou serviços pode ser classificada como indústria de rede. As características que distinguem a indústria de rede de outro tipo de indústria, como de grãos, produtos diários, títulos públicos, etc., são: (i) complementariedade, compatibilidade e padronização dos bens e/ou serviços prestados; (ii) externalidade do consumo; (iii) custos de mudança e *lock-in*; e (iv) significantes economias de escala na produção.

Numa indústria de rede os consumidores adquirem um sistema, e não apenas um produto individual, como exemplo, cita-se a indústria de celulares, telefones, *hardwares* e *softwares* de computadores, serviços bancários, serviços aéreos, fornecimento de eletricidade, água e gás, entre outras.

A complementariedade é tão significativa neste tipo de indústria que se um bem ou serviço de um elo de sua cadeia de suprimento não desempenha adequadamente seu papel, toda a cadeia é prejudicada, sendo assim, os consumidores avaliam todo o conjunto de produtos do sistema em sua decisão de consumo. A complementariedade acaba causando a necessidade de compatibilidade e, conseqüentemente, de padronização da indústria de rede, motivo pelo qual a coordenação entre os elos da cadeia de suprimento é fundamental para a eficiência produtiva e econômica do sistema (SHY, 2001).

Outra particularidade da indústria de rede é a própria externalidade de rede⁷ que ela gera, de tal forma que o valor de uma nova conexão à rede aumenta com o tamanho da rede, o

⁷ Externalidade de rede é um tipo específico de externalidade. Em economia, uma externalidade é o custo ou benefício que afeta uma parte que não escolheu incorrer nesse custo ou benefício, em outras palavras, parte dos custos ou benefícios de uma transação acaba sendo capturada por terceiros. No caso da externalidade positiva, a

que implica em uma interdependência entre agentes conectados que é vital para o funcionamento e desenvolvimento desta mesma rede. Ou seja, quanto maior o número de usuários de uma rede maiores serão os ganhos percebidos por seus usuários e, assim, maior será o efeito positivo da externalidade de rede. Logo, uma indústria de rede necessita de uma massa crítica de usuários para se viabilizar.

Um exemplo claro é que os consumidores quando escolhem sua operadora de celular levam em conta quantas pessoas de seu círculo de contatos utilizam a mesma operadora, uma vez que o consumidor pode usufruir de um ganho econômico (ligações e mensagens de texto ilimitadas) entre celulares que utilizam a mesma operadora. Outro exemplo, é que tendo em vista que pouquíssimas empresas e pessoas ainda utilizam o fax como meio de comunicação, não há estímulo do consumidor em adquirir um aparelho de fax.

No setor de energia elétrica também se observa o supracitado efeito externalidade, que é gerado pelo uso generalizado de equipamentos movidos a eletricidade (até a criação de um padrão), criando valor a cada usuário de acordo com o número de outros usuários. Ao atingir certo volume crítico em termos de adoção de equipamentos elétricos pelos usuários da rede, se faz necessário o desenvolvimento em paralelo de novas instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, criando valor a toda a rede.

Resta claro que a utilidade derivada do consumo de bens da indústria de rede é afetada pelo número de outras pessoas que utilizam produtos compatíveis ou similares a eles. Uma questão que deriva de externalidade é que em algumas indústrias de rede é necessário um número mínimo de usuários para induzir todos os potenciais consumidores a adotarem a tecnologia (SHY, 2001).

Os custos de mudança e *lock-in* se referem ao quão desgastante ou custoso seria um consumidor trocar um produto pelo outro, por exemplo, um consumidor que domine o sistema computacional Windows (Microsoft) ao trocá-lo pelo Macintosh (Apple) terá que se dedicar a aprender uma nova linguagem computacional. Do ponto de vista do produtor, alterar ou calibrar as máquinas de uma fábrica para substituir um insumo, cujo padrão é diferente do anteriormente utilizado, significa custo de mudança para firma. Como *lock-in*, há o exemplo da escolha por aparelhos elétricos 110V ou 220V, de tal forma que um consumidor de energia elétrica que majoritariamente adquiriu seus aparelhos elétricos em um destes níveis de tensão, incorreria em custos adicionais para trocar todo o sistema elétrico de sua residência para nível de tensão diferente de seus equipamentos eletrônicos, fundamentalmente ficando amarrado (*locked*) ao

transação é benéfica a terceira parte, enquanto que na externalidade negativa, o efeito é maléfico a terceira parte. No Capítulo 3, a discussão de externalidades será retomada e aprofundada.

nível de tensão de seus equipamentos. Custos de treinamento e aprendizado de outras ou novas tecnologias, custos de conversão de dados digitais, custos de pesquisa de novos bens, e a lealdade a uma determinada marca ou produto são típicos exemplos de custos de mudança e *lock-in* (SHY, 2001).

Geralmente, indústrias de rede são intensivas em capital, necessitando de considerável investimento que não pode ser recuperado (*sunk cost*). Logo, as indústrias de rede se viabilizam com produção em larga escala, isto é, destacam-se por apresentarem significativas economias de escala. Shy (2001) destaca que em termos econômicos, *sunk cost* muito alto aliado a custo marginal muito baixo (quase negligenciável) implica em declínio acentuado da função de custo médio com aumento da quantidade vendida, assim, não se verifica equilíbrio competitivo, mas, sim, um mercado concentrado, com poucas empresas líderes o dominando (oligopólio ou monopólio, ou mesmo o monopólio natural, que será melhor explicado em subseção própria).

A indústria de energia elétrica apresenta características que claramente a define como uma indústria de rede com elevada interdependência sistêmica, principalmente, devido a instantaneidade entre a produção e o consumo de energia elétrica, fruto da não estocabilidade da eletricidade, e a integralidade espacial da rede, refletida na necessidade da produção e consumo estarem conectados fisicamente para ocorrer o transporte do produto eletricidade.

De acordo com Pinto Junior, Almeida *et al.* (2016), a principal característica do produto eletricidade é justamente a sua não estocabilidade, enquanto que a principal característica dos processos do setor elétrico é sua interdependência sistêmica. Os processos de utilização e geração de energia são simultâneos, não podendo ocorrer em momentos distintos, em outras palavras, qualquer evento na geração tem um efeito instantâneo em sua utilização, e *vice-versa*. Além da questão temporal, o princípio da integralidade espacial pressupõe que os espaços de geração e de utilização de energia elétrica devem estar integrados fisicamente para que estes processos possam ocorrer (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2016). Portanto, o setor elétrico é uma indústria de rede, cujos processos são extremamente interdependentes, de tal forma que sua

[...] interdependência apresenta uma dimensão orgânica que não é encontrada em outros sistemas de produção de bens e serviços. O que implica, de imediato, fortes restrições à autonomia de ação dos agentes individuais, na medida que transações físicas têm de ser sempre mediadas pelo sistema. (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2016, p. 141)

As duas soluções encontradas para operacionalizar as especificidades do sistema elétrico foram o modelo de coordenação pela intervenção direta do Estado, por empresas estatais de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica verticalmente integradas, e o

estabelecimento pelo Poder Público de concessionárias ou autorizadas para prestação destes serviços de utilidade pública (*utilities*, no termo em inglês), sob a regulação estatal, em conjunto com outras instituições de coordenação descentralizada. A preferência entre a primeira ou a segunda solução traz à tona a discussão entre o Estado Social e o Estado Regulador⁸.

A crise do Estado Liberal⁹ faz emergir um novo modelo de Estado, o chamado Estado Social, representando efetivamente uma transformação superestrutural pela qual passou o antigo Estado Liberal, de forma que a intervenção estatal é aceita com objetivo de garantir o bem-estar social e a prestação de serviços públicos à população.

Sob a égide do modelo Social, o Estado experimenta uma ampliação relevante da sua área de atuação, principalmente, ao desenvolver atividades de caráter econômico e sociais que agora lhe são atribuídas.

A intervenção Estatal na sociedade e na economia é acentuada, o objetivo do Estado é garantir o bem-estar social e, para tanto, precisa oferecer bens e serviços à população (MELO, 2010, p. 225).

Nesse contexto, o Estado Social, intervencionista, com empresas estatais verticalmente integradas para prestação de serviços públicos, foi amplamente utilizado na Europa pós-guerra, principalmente pelos países que tiveram sua infraestrutura devastada.

Contudo, críticos ao modelo do Estado interventor afirmam que a burocracia estatal, lenta e pouco dinâmica, não desenvolve com eficiência as atividades econômicas inerentes ao mercado, incluindo a prestação de serviços públicos, como o fornecimento de energia elétrica.

No Estado Regulador, a regulação pública está relacionada diretamente ao controle das relações de mercado pelo Estado, cujo objetivo é garantir a eficiência estatal para universalização de serviços públicos de qualidade e o bom funcionamento do mercado. Abranches (1999, p. 24) apresenta seu entendimento sobre a definição do termo regulação pública:

Regulação é controle: controle de relações transacionais. Neste tipo de relação, não existe a possibilidade de efeitos puramente unilaterais. A interferência nunca se dá, realmente, sobre o agente; ela incide sobre as transações que o agente tem com outros agentes. Logo, controle de um lado da relação representa controle também do outro lado da relação. Quando o governo impõe determinados padrões para um determinado produto, força os consumidores a aceitarem um produto que provavelmente não consumiriam se tivessem liberdade de escolha. Ao regular as características do produto, o governo é forçado a proibir a diferenciação porque sabe que o consumidor não escolherá o produto regulado, criando barreiras à entrada e à competição.

⁸ A caracterização do Estado, como liberal, social, do bem-estar social, regulador e etc., é ampla e estudada por diversos ramos da ciência, como no direito, política, sociologia, história e economia. A presente pesquisa se foca na análise econômica de caracterização do Estado.

⁹ Estado Liberal, idealizado pela burguesia revolucionária do século XVIII, preconizava a defesa das liberdades individuais dos cidadãos como principal motivo da existência do aparato estatal, assim, a doutrina liberal convergia para a limitação do poder do Estado.

Assim, o Estado Regulador foi a opção adotada em muitos países, principalmente, para promover a competição e eficiência na prestação de serviços públicos, como alternativa ao Estado Liberal e ao Estado Social. Logo, o Estado Regulador representa o “ponto médio” entre o Estado Liberal, sem regulação e sujeito ao abuso de poder econômico de agentes privados sobre o mercado, e o Estado Social, excessivamente intervencionista e muitas vezes ineficiente.

Há vários tipos de regulação, por exemplo, as regulações de preços, qualidade de serviço prestado, ambientais, de segurança de produtos, antitruste, entre outras (ABRANCHES, 1999). No SEB é atribuição da ANEEL, órgão regulador, regular preços e qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras e transmissoras de energia elétrica, além de combater o abuso de poder econômico em conjunto com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). De fato, a ANEEL possui papel fundamental na definição de regras e normas de relevante impacto para a indústria de geração de energia elétrica, além de ser o principal mediador de conflitos do setor¹⁰.

A respeito da transição do modelo de Estado Social para Estado Regulador, especificamente no setor elétrico, Vinhaes (2003) afirma que na maioria dos países do mundo – com exceção dos Estados Unidos, que já contava com um setor privatizado, e a Noruega, que optou por manter propriedade estatal das empresas de energia elétrica¹¹ – houve o desmembramento dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e a criação de um órgão regulador. Enquanto a transmissão e a distribuição de energia elétrica foram consideradas monopólios naturais, que deveriam permanecer sujeitas a regulação pública sobre preços e qualidade dos serviços, os segmentos de geração e comercialização foram expostos aos mecanismos de competição, como ocorreu no Brasil na década de 90.

Entende-se que a eficiência econômica deve ser o objetivo principal da regulação estatal, tanto em segmentos potencialmente competitivos (por exemplo, na indústria de geração de energia eólica e solar fotovoltaica), quanto em segmentos estruturados sob a forma de

¹⁰ Numa abordagem alternativa, fundamentada na economia institucional, Fiani (2011, p. 217) defende que “[...] promover o desenvolvimento [de um setor econômico/nação] exige reduzir os conflitos que ele promova [...]”. Portanto, os economistas institucionalistas defendem a capacidade do Estado em gerir conflitos e promover a estabilidade regulatória como essencial para garantir os investimentos específicos necessários a um sistema econômico mais complexo e desenvolvido. Nesse contexto, o regulador presta serviço de mediação além de poder de polícia/coerção, garantindo o cumprimento dos contratos setoriais, serviços fundamentais para o desenvolvimento econômico.

¹¹ De acordo com Grytten (2014), a tendência de forte participação do Estado norueguês na economia se inicia de maneira mais incisiva em 1935 com o chamado Acordo de Crise entre o Partido Trabalhista e o Partido dos Agricultores. De 1935 a 1965, o Partido Trabalhista norueguês permaneceu quase que ininterruptamente no poder, promovendo fortes políticas sociais-democratas e intencionalmente promovendo o crescimento do poder do Estado sobre a economia. Esse fato esclarece o porquê da preferência norueguesa em manter o antigo modelo de controle direto de empresas estatais sobre os setores de infraestrutura do país.

monopólio natural. O conceito de eficiência econômica é apresentado de forma clara por Possas *et al* (1997, p. 5-6):

Um aprofundamento da análise dos possíveis trade offs regulatórios entre concorrência e eficiência requer um levantamento preliminar do(s) significado(s) do conceito de eficiência econômica. São utilizados na análise econômica basicamente três conceitos de eficiência: produtiva, distributiva e alocativa. O primeiro é o menos controvertido: consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada e respectiva tecnologia; pode gerar dúvidas em termos de engenharia, mas tem sentido econômico claro. O segundo refere-se à capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou de outro dispositivo, de rendas monopolísticas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais. O terceiro, o de eficiência alocativa, é o mais controvertido e o que interessa diretamente ao tema em análise.

Em praticamente todas as aplicações normativas da análise econômica, e especialmente nas áreas aplicadas de Microeconomia e Economia Industrial, a noção de eficiência alocativa, em particular a de origem paretiana, tornou-se praticamente sinônimo de eficiência econômica. Assim, considera-se determinado resultado econômico mais eficiente que outro se ele é superior de Pareto ao outro. Em geral considera-se que tal condição se cumpre na situação em que maior volume de transações é realizado (maior renda é gerada), na impossibilidade de estabelecer comparações entre utilidades de diferentes agentes - e, portanto, de avaliar transferências de renda entre agentes. Como se sabe, os chamados teoremas de bem-estar mostram que só mercados sob concorrência perfeita, em equilíbrio geral, permitem alcançar o ótimo de Pareto; com o que tal condição, aplicada a um mercado específico, se traduz em igualar o preço ao custo marginal, condição de equilíbrio das firmas sob concorrência perfeita. (grifou-se)

Sendo assim, o órgão regulador busca a condição paretiana de eficiência alocativa/econômica, procurando simular um mercado de concorrência perfeita. Contudo, o regulador toma a redução dos preços aos custos médios como *second best*: seja pela criação de condições estruturais para direcionar a competição de mercado, aplicável à regulação de segmentos competitivos, como de geração e comercialização de energia elétrica; seja pelo controle de preços sobre monopólios naturais (POSSAS, PONDE e FAGUNDES, 1997).

Ao se falar em direcionamento da competição, evitando-se concentração de mercado, é importante ressaltar que a ANEEL desempenha sua função de defesa da concorrência, com vistas à prevenção e à repressão de infrações à ordem econômica no setor elétrico brasileiro, em harmonia com o CADE. Nesse contexto, a ANEEL firmou Termo de Compromisso com o CADE, a Secretaria Nacional do Consumidor (SENACON) e a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE/MF), com o objetivo de formalizar a ação conjunta dos órgãos e instituições signatárias na prevenção e na repressão de infrações à ordem econômica no setor elétrico. Assim, a ANEEL presta informações necessárias para os

julgamentos e decisões do CADE¹² (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019c).

Resta claro que tão somente diminuir a concentração de mercado não deve ser o objetivo da agência reguladora, mas, sim, estimular a competição, mesmo que seja a competição potencial, para forçar as firmas a adotarem uma postura de concorrência perfeita, se aproximando da eficiência paretiana¹³.

1.2.1 Mercados contestáveis, o monopólio natural, a crítica de Demsetz, a Economia dos Custos de Transação e a Teoria da Captura na indústria de energia elétrica

Baumol (1982), em seu clássico artigo “*Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure*”, apresentou uma teoria que contrastava a de seus predecessores. Primeiramente, o autor argumentou que o pensamento econômico considerava a concorrência perfeita como a forma padrão de maximização do bem-estar e comportamento da economia. Em seu trabalho ele propôs a substituição do termo geral “concorrência perfeita” para “mercado perfeitamente contestável”.

O mercado perfeitamente contestável presume comportamento ótimo dos agentes, assim, ele seria o “*benchmarking*” (modelo ideal) desejável de organização industrial, mais flexível e com aplicação de forma mais ampla que o conceito de concorrência perfeita (BAUMOL, 1982, p. 2).

Então, o que é e quais são as características de mercado perfeitamente contestável? Para Baumol (1982, p. 2, tradução nossa [¹⁴]), o “mercado perfeitamente contestável é aquele em que a entrada é absolutamente livre e a saída é absolutamente sem custo”. Isso não significa que não há custos de entrada ou que seja fácil entrar em um determinado mercado, mas, sim, que o potencial entrante não sofrerá desvantagens em termos de tecnologia de produção ou percepção de qualidade do produto em comparação a seus concorrentes já estabelecidos no mercado. Desse modo, não há custo discriminatório para novos entrantes (BAUMOL, 1982).

Nesse diapasão, a ampla liberdade de saída é um meio de garantia da liberdade de entrada, de modo que a firma entrante não tenha impedimentos para saída e ainda possa

¹² A presente dissertação se focou em analisar as ações do Regulador, sendo reconhecido o papel atuante do CADE e sua cooperação com a ANEEL na prevenção ao abuso de poder econômico.

¹³ Nesse sentido, observa-se que um oligopólio competitivo, pela qual poucas empresas competem de tal forma que a quantidade ofertada e o nível de preços ficam próximos da concorrência perfeita, é uma estrutura de mercado que atingiu a eficiência econômica, não cabendo intervenção do regulador para estimular a redução de sua concentração.

¹⁴ “A contestable market is one into which entry is absolutely free, and exit is absolutely costless”.

recuperar os custos do processo de entrada no mercado. Em suma, no mercado perfeitamente contestável os bens de capital investidos podem ser facilmente reutilizados ou vendidos sem perdas, com exceção da depreciação pelo uso (BAUMOL, 1982).

Uma característica marcante do mercado perfeitamente contestável é sua vulnerabilidade a estratégia *hit-and-run*, pela qual um novo entrante pode captar uma oportunidade transitória de lucro, entrando no mercado, se beneficiando desta oportunidade e saindo dele antes dos preços mudarem e seus concorrentes se tornarem hostis.

No setor elétrico, as atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica são consideradas monopólios naturais, enquanto geração e comercialização de energia elétrica têm potencial de mercados competitivos. Mas por que a indústria de transmissão e de distribuição de energia elétrica são considerados monopólios naturais? Intransponível barreira à entrada de novas firmas seria a resposta comumente dada a esta pergunta.

Diametralmente oposto ao conceito de livre entrada em um mercado perfeitamente contestável, há o conceito de bloqueio absoluto à entrada de novas firmas em um determinado mercado, de tal sorte que uma empresa monopolista tenha total controle sobre o preço do produto ofertado.

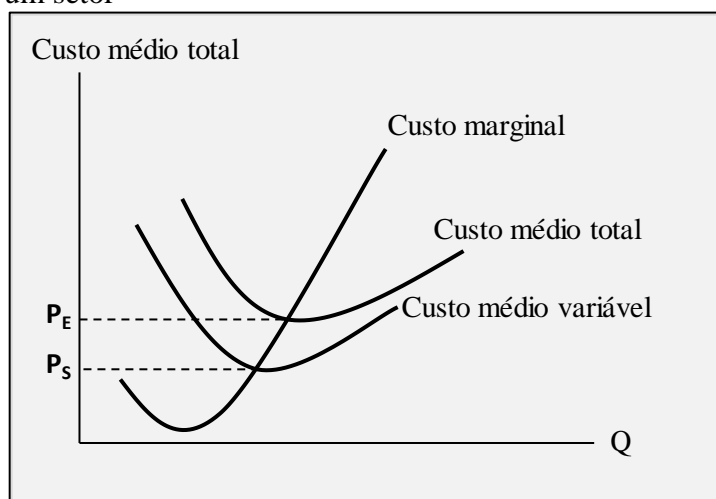
De fato, a literatura econômica de Bain buscou de forma empírica analisar os aspectos de barreiras de entrada. O estudo empírico de sua obra *“Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries”* (BAIN, 1956) investigou vinte indústrias de manufatura, como a indústria automotiva, de cigarros, embalagens de carne, produtos de gesso, pneus e tubos, entre outras. O autor classificou as barreiras à entrada em três grupos principais, quais sejam: (i) economias de grande escala, de tal modo que é mais difícil para as novas firmas entrarem em uma indústria se a escala de operação mais eficiente for grande em relação à produção total da indústria; (ii) diferenciação do produto, uma vez que é mais difícil a entrada de novas empresas se as firmas estabelecidas produzirem produtos que, em razão de desempenho passado, nomes de marca ou propaganda, tenham forte influência sobre as afeições do público consumidor; e (iii) vantagens absolutas de custo, haja vista que empresas estabelecidas podem ter custos menores em escala ideal, do que uma empresa recém-chegada teria, mesmo em sua escala ideal, por causa do controle sobre matérias-primas, direitos de patentes, segredos comerciais e assim por diante.

Já a barreira à saída se refere ao grau de dificuldade ou custo que uma empresa enfrenta para parar a produção e remanejar ou liquidar seus ativos. De acordo com Besanko *et al.* (2012, p. 320) “uma empresa que maximiza lucros e é neutra em relação ao risco sairá de um mercado

se o valor de seus ativos, no seu melhor uso alternativo, exceder o valor presente de permanecer no mercado”.

De acordo com os autores, sendo o preço de saída (P_S) o preço abaixo do qual a empresa abandonará um determinado mercado e o preço de entrada (P_E) o preço acima do qual uma empresa pode se interessar a entrar em um mercado (mercado potencialmente lucrativo), em um mercado perfeitamente contestável $P_S = P_E$. Todavia, em um mercado com barreira à entrada, observa-se que $P_S < P_E$. Em outras palavras, as empresas entrarão no setor se o preço de mercado exceder o P_E , o nível mínimo de custos médios totais, e sairão do setor se o preço cair abaixo do P_S , o nível mínimo de custos médios variáveis, conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Os preços que induzem à entrada e à saída de um setor



Fonte: Adaptado de Bezanko *et al.* (2012, p. 320)

Dessa forma, a empresa pode se manter no mercado mesmo quando se encontra abaixo do custo médio de longo prazo, devido ao alto custo de saída.

A barreira à saída é causada, fundamentalmente, por elevados custos irrecuperáveis, que se tratam de obrigações que têm que ser cumpridas com a empresa em operação ou não. Por exemplo, vender um empreendimento de geração no mercado regulado, exige o comprometimento do empreendedor com várias obrigações comerciais e regulatórias que se descumpridas geram penalidades em cascata, a citar, a execução de garantia de fiel cumprimento do cronograma de implantação da usina, multa rescisória do contrato de compra e venda de energia elétrica (CCVE ou *Power Purchase Agreement* – PPA, em inglês), multa rescisória do contrato de conexão ao sistema de transmissão ou distribuição, além de multa de descumprimento do edital e de descumprimento de normativos regulatórios da agência

reguladora. Logo, como estes custos são irrecuperáveis, o custo marginal de permanecer em operação é baixo e a saída menos atraente.

Ativos produtivos específicos também caracterizam um tipo de barreira à saída, geralmente pela dificuldade em alienar estes ativos no mercado. Por fim, também se destacam as restrições governamentais como barreira à saída de um setor, por exemplo, no setor elétrico as concessionárias de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica necessitam de autorização do Poder Concedente para encerrarem suas atividades ou devolverem a concessão a Administração Pública, neste caso fazendo *jus* a ressarcimento por investimentos ainda não amortizados, mesmo que o contrato de concessão esteja com o prazo de vencimento expirado.

De fato, barreira a entrada e/ou saída pode ser tão significativa que o monopólio pode ser considerado um monopólio natural. Segundo Alchian e Allen (1964, p. 412, *apud* DEMSETZ, 1968, p. 56), um determinado mercado pode ser considerado um monopólio natural

If a product is produced under cost conditions such that larger rates [would] mean lower average cost per unit, . . . only one firm could survive; if there were two firms, one could expand to reduce costs and selling price and thereby eliminate the other. In view of the impossibility of more than one firm's being profitable, two is too many. But if there is only one, that incumbent firm may be able to set prices above free-entry costs for a long time. Either resources are wasted because too many are in the industry, or there is just one firm, which will be able to charge monopoly prices.

Nesse diapasão, Possas, Ponde e Fagundes (1997) entendem que os monopólios naturais são caracterizados pela presença de economias de escala a tal ponto significativas em relação ao tamanho do mercado que este comporta apenas uma única planta (firma) de escala mínima eficiente (com custo mínimo de longo prazo). Assim, tentativas de ampliar o número de concorrentes nesta indústria resulta numa escala menos eficiente e custos médios mais elevados que o nível de produção monopolista. Nesses casos são identificadas falhas de mercado que podem ser atenuadas pela regulação pública do mercado, com objetivo de simular um mercado concorrencial, numa tentativa de impedir a prática de preços monopolísticos e promover a eficiência econômica, discutida na subseção anterior.

Desse modo, entende-se que o monopólio natural se dá quando apenas uma firma poderia sobreviver com lucratividade dentro de um determinado mercado, geralmente, devido às características de grandes economias de escala e elevados custos fixos deste mercado. Por exemplo, uma distribuidora de energia elétrica deve realizar elevados investimentos em subestações, linhas de distribuição e equipamentos elétricos para atender os consumidores dentro de sua área de concessão, sendo que se uma segunda distribuidora entrasse nesse mercado atendendo clientes dentro da mesma área de concessão da empresa existente, a entrante não conseguiria recuperar os custos fixos e competir com a empresa monopolista, ou mesmo

que conseguisse se instalar, ambas empresas não seriam lucrativas (sem contar o problema da disponibilidade física para instalação de dois sistemas de distribuição em um mesmo local). Empresas prestadoras de serviços de utilidade pública e tipicamente de rede, como distribuição e transmissão de energia elétrica, fornecimento de água, saneamento básico, se enquadram na definição de monopólio natural.

De maneira geral, a firma monopolística estabelece a quantidade a ser produzida abaixo do preço de concorrência perfeita, onerando o bem-estar social em favor da maximização de seu lucro. O controle estatal direto sobre a firma monopolística ou a regulação pública sobre o preço, qualidade do serviço ou quantidade produzida foram as soluções adotadas pela maioria dos países para tratar o excessivo poder de mercado de firmas monopolísticas, sendo que o Brasil migrou de forma mais clara para a segunda opção na década de 90 (apesar da Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás ainda deter significativa fatia do mercado elétrico brasileiro, a estatal de energia elétrica se encontra sob a regulamentação da Agência Reguladora, como qualquer outra empresa do setor).

Contudo, faz-se necessário trazer à baila a crítica de Demsetz (1968) à regulação dos monopólios naturais. Demsetz (1968, p. 64) defende que quando o comprador adquire um produto no longo prazo, firmando assim um contrato com compromisso de consumo de um serviço ou produto, ele espera que o vendedor ofereça o serviço ou produto a um preço unitário menor, uma vez que o vendedor, ao prever um fluxo de recebíveis de longo prazo e a diluição das incertezas neste maior período, poderia, em tese, investir mais em capital para atender o comprador, se comparado ao investimento que ele faria em um contrato de curto prazo. Por outro lado, o vendedor parte de um preço de lance considerando sua expectativa de custo no momento do leilão, sendo que na execução do contrato haverá desvios, por exemplo, com o ganho não esperado advindo de uma evolução tecnológica, ou uma perda não esperada causada pelo aumento do preço dos insumos (a variação cambial é um bom exemplo de evento exógeno de difícil antecipação).

Pois bem, Demsetz (1968) questiona o que seria mais desejável no caso acima: as partes arcarem com um custo regulatório garantidor do cumprimento contratual ou estabelecer uma cláusula que reserva o direito de qualquer uma das partes, com contrapartida de pagamento de algum ressarcimento a outra parte, renegociar o contrato.

Problems of uncertainty create a potential for positive or negative windfalls. If market negotiations have misjudged the development of a better technology and if there is some cost to reawarding contracts to other producers once they are agreed upon, then an unexpected improvement in the technology used by those who are awarded the contracts may generate a price that is higher than per-unit cost, but higher by an amount no greater than the cost of reawarding contracts. In such cases, the firms now holding the contracts may collect a positive windfall for a short-run period. Or, if

input prices increase by more than is expected, these same firms may suffer from a negative windfall. But the same thing is true of all markets. If a customer buys eggs today for consumption tomorrow, he will enjoy a positive windfall if the price of eggs is higher tomorrow and a negative windfall if the price is lower. The difference in the two cases is that, where long-term contracts are desirable, the windfalls may continue for longer periods. In such cases it may be desirable to employ a cost-plus regulatory scheme or to enter a clause that reserves the right, for some fee, to renegotiate the contract. (DEMSETZ, 1968, p. 64) (grifou-se)

De fato, conforme literatura econômica de Coase (1937) que explora o raciocínio e método da Economia dos Custos de Transação (ECT), contratos envolvem custos de transação não nulos e oportunismo entre as partes. Então, para garantir que as contrapartes de um acordo não descumpram suas obrigações contratuais de forma oportuna, motivada por interesse próprio, é desejável arcar com custo extra de elaborar e se submeter a um esquema regulatório que inclua um árbitro com poder de coerção para cumprimento contratual (o regulador, por exemplo) ou negociar cláusula contratual que reserve o direito, em contrapartida de pagamento de ressarcimento a parte que não acionou a cláusula, de renegociar o contrato, como Demsetz explora na passagem acima. Fato é, que os custos de transação englobam, entre outros aspectos, os custos de prevenção de atitudes oportunistas, de má-fé, entre as contrapartes de um acordo.

Nessa abordagem, Williamson (1985) afirma que os contratos de longo prazo, de maneira geral, podem incorporar garantias explícitas, em que o governo ou o poder regulador, conforme o caso, cria incentivos para comprometimento das partes, ou garantias implícitas, resultantes de mecanismos de mercado contra o oportunismo. Assim, os contratos são importantes para alocação de riscos do negócio, incentivo ao cumprimento de objetivos específicos e para proteção das contrapartes diante da perspectiva de oportunismo.

É fato que a imposição da desverticalização das grandes estatais e até mesmo a sua separação horizontal – como ocorreu com a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), Companhia Energética de São Paulo (CESP) e Furnas Centrais Elétricas, que tiveram que dividir seus ativos de geração em empresas independentes e menores – exigiu a elaboração de contratos que regulamentassem a nova estrutura de governança da indústria. Desse modo, há uma variedade de contratos no SEB entre geradoras e transmissoras (uso do fio), geradoras e distribuidoras (comercialização de energia e uso do fio), geradoras e comercializadoras de energia ou consumidores livres (venda de energia no mercado livre), comercializadoras de energia e consumidores livres (venda de energia no mercado livre), entre comercializadoras de energia (*trading* entre elas), além de transmissoras e distribuidoras (divisão do transporte de energia elétrica e sua distribuição).

Conforme destaca Santana e Oliveira (1999, p. 285)

(...) as vantagens de tais contratos são importantes e, em geral, estão diretamente associadas aos seus próprios objetivos (alocação dos riscos, incentivos à eficiência e proteção relativamente à especificidade dos investimentos envolvidos). Além disso, no Brasil e em outros países em que as reformas da indústria são acompanhadas também da privatização, os contratos são elementos determinantes do sucesso das estratégias de privatização utilizadas.

(...)

Na prática, a desverticalização impõe a celebração de contratos entre empresas, que, apesar dos contratos, continuarão atuando de forma coordenada, e que são responsáveis, quase de forma indistinta, pelo produto que está sendo oferecido ao consumidor final.

Além dos contratos de longo prazo, cabe ressaltar que a estrutura do mercado de energia elétrica ainda conta com um mercado à vista (*spot*), de curto prazo, pela qual ocorre a liquidação de energia ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), preço este que reflete o Custo Mensal da Operação (CMO), que é revisado semanalmente com forte influência das projeções de volume de Energia Natural Afluente (ENA)¹⁵.

Logo, a agência reguladora, cuja avaliação será realizada no Capítulo 3, assume papel fundamental como guardião do cumprimento contratual entre os agentes da indústria de energia elétrica, além de mediador de conflitos entre estes agentes, uma vez que a segurança e estabilidade jurídico-regulatória é fundamental para sustentabilidade desta indústria. A realização da maioria dos contratos de trocas na indústria de energia elétrica se dá por meio de contratos de longo prazo, com instrumentos de incentivos à cooperação e forte influência das ações do regulador, impondo o cumprimento das cláusulas contratuais, e das ações do coordenador da operação, estimulando a cooperação entre os agentes deste mercado.

A inquietude de Demsetz e a preocupação de minimizar o oportunismo são conceitos que devem ser considerados na elaboração e gestão dos contratos resultantes dos LEN, LFA e LER. A ANEEL e o MME, representando o Poder Público, definem as regras e elaboram os contratos dos leilões para compra de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica, inclusive eólicos e solares fotovoltaicos, que tem por finalidade contratar energia elétrica para suprir a necessidade de demanda das distribuidoras de energia ou para realizar uma reserva de segurança contra o risco de desabastecimento. Há um consenso das autoridades do SEB que esses contratos regulados de longo prazo (entre 15 e 20 anos de suprimento) foram uma solução para a questão de financiamento de projetos de geração e mitigação das incertezas do mercado brasileiro, mas a eficiência do papel da ANEEL como garantidora destes contratos contra comportamentos oportunistas por algumas vezes é questionada.

¹⁵ Energia afluente a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos, calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais afluentes a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos.

Nesse contexto, a ANEEL desempenha um papel complexo, porque ao exagerar nos requisitos, exigências e garantias dos contratos ela pode criar uma barreira à entrada e à saída do mercado de energia elétrica, resultando em maior concentração de mercado e preços pouco competitivos, mas por outro lado um afrouxamento de exigências pode levar ao comportamento oportunista dos vendedores, que, em último caso, resultaria no atraso ou não realização dos projetos de geração, comprometendo o suprimento energético nacional.

Por fim, faz-se necessário trazer para discussão a possibilidade de captura do regulador por grupos de interesse, no sentido que o regulador capturado passa a agir em benefício de grupos econômicos ou políticos dominantes do setor daquela agência reguladora, em detrimento do interesse público e da coletividade pelo qual a agência deveria zelar.

Chamada de Teoria da Captura, o amplo debate (crítica) a respeito da captura das entidades regulatórias surgiu nos Estados Unidos no fim dos anos 60, sendo o trabalho do Prêmio Nobel de Economia George Stigler (1971) considerado o marco dessas discussões, que buscavam criticar a motivação reguladora do Estado como sendo apenas a proteção ao bem público.

De acordo com a linha de pensamento adotada por Stigler, existe a possibilidade de contaminação das agências reguladoras pelos diversos grupos de interesses com quem elas se relacionam, com vistas à obtenção de benefícios. Assim, os dirigentes das agências reguladoras – no Brasil são os diretores das agências reguladoras e nos Estados Unidos são os conselheiros (*commissioners*) das Comissões Regulatórias (*Regulatory Commissions*) – não deixariam de ser suscetíveis ao processo eleitoral e influência por grupos econômicos.

A captura pode ser do tipo econômica/materialista, pelo qual a motivação do regulador é beneficiar o setor privado, que exerce seu poder econômico sobre a regulação, ou captura política/não-materialista, pelo qual o regulador desvia sua conduta de proteção ao interesse público em benefício ao interesse de um específico grupo político ou de agentes públicos.

Uma agência reguladora capturada, geralmente, assume os valores e interesses de determinados grupos econômicos como se fossem de interesse geral da coletividade ou, ainda, perdem sua independência política, servindo como mero agente dos interesses político-partidários dos governantes (captura-governamental).

Realizar uma análise contrafactual – avaliando como seria se a ANEEL não existisse como garantidora e os contratos previssem um mecanismo de renegociação contratual – ou analisar os custos de transação do setor elétrico brasileiro sob a lente da ECT, ou, ainda, avaliar se a ANEEL sofreu algum tipo de captura econômica ou política no período analisado, não é objetivo deste trabalho, até porque cada uma destas análises envolveria uma nova pesquisa à

parte. Contudo, é relevante entender estes conceitos e suas implicações na regulamentação do setor elétrico para se construir uma visão crítica da eficiência das ações da agência regulatória e seu papel no contexto da indústria de geração de energia elétrica.

1.2.2 Modelos do mercado de energia elétrica no mundo: da integração vertical ao comercializador varejista de energia elétrica

Esta subseção propõe entender os modelos de mercado de energia elétrica que existem no mundo e o estágio que o modelo brasileiro se encontra, assim como a direção que ele poderia evoluir.

No mundo, pelo menos até os anos 90, o setor de energia elétrica era formado por um monopólio ou oligopólio verticalmente integrado, pelo qual os elos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram conduzidos por uma única ou poucas empresas, quase sempre estatais com algum grau de interferência política. Esse formato ainda é encontrado em alguns países da África e países menores com baixo consumo de energia elétrica (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a). Na América do Sul este modelo é adotado pela Venezuela, Paraguai entre outros países menores.

A existência da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) – empresa autorizada a explorar empreendimento de geração de energia elétrica – desvinculado das concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica, estes na forma de monopólios naturais verticalizados e controlados pelo Estado, é considerado o nível mais básico de competitividade no setor de energia elétrica. O PIE titular de outorga ou concessão de ativo de geração é responsável pela sua construção, operação, manutenção e comercialização de energia. Este modelo é predominante na maioria dos países asiáticos e do oriente médio (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a). Na América Latina este modelo é adotado pela Bolívia, Uruguai e Equador.

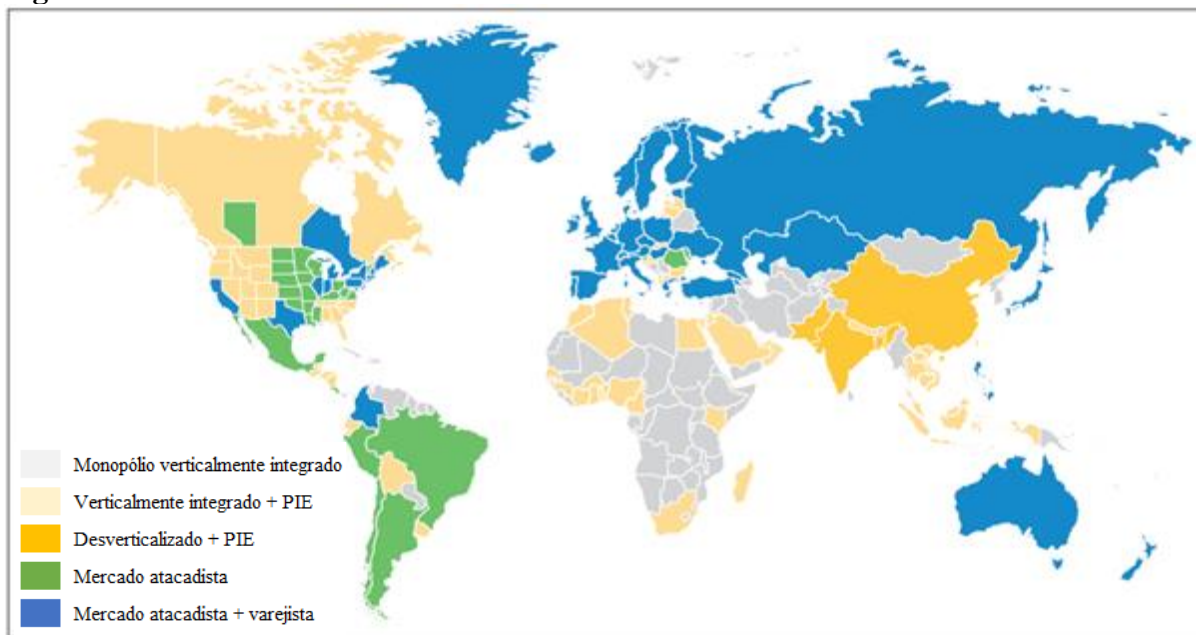
A desverticalização (“*Unbundling*”) junto com o PIE representa mais um passo de competitividade no mercado de energia elétrica, tendo em vista que nesse modelo ocorre a completa desverticalização das empresas que controlam e operam os ativos de geração, de transmissão e as redes de distribuição. Em mercados maiores este é o primeiro passo para adoção de um modelo de livre mercado. Por exemplo, em 2002, a China dividiu a antiga gigante estatal *State Power Corporation* em duas empresas de transmissão e distribuição e cinco grupos de geração. A Índia é outro bom exemplo, pois desverticalizou a empresa *Power Grid Corporation of India* em empresas menores de distribuição e transmissão, além de várias outras

empresas de geração. Na maioria destes casos as empresas são estatais, que por meio da desverticalização melhoraram sua eficiência e governança (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a).

Dentro do modelo desverticalizado, a criação de um mercado atacadista de energia é mais um passo que incrementa a liberdade econômica dentro do setor de energia elétrica. Nesse modelo, permite-se que o PIE dispute com as distribuidoras a venda de energia elétrica para grandes clientes industriais, comerciais ou da administração pública. Fica evidente que este formato tem como consequência a maior complexidade da operação e coordenação do sistema elétrico em relação aos modelos totalmente verticalizados e desverticalizados com predominância Estatal vistos anteriormente, sendo que em muitos países, como nos EUA e no Brasil, foi criado um órgão independente para operar o sistema de transmissão, agindo como uma instituição que centraliza o despacho de energia elétrica e controla a rede de transmissão levando em conta as possibilidades técnicas da rede (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a). Na América do Sul este modelo é adotado pela Argentina, Brasil, Chile e Peru.

Por fim, há o modelo de mercado de energia elétrica pela qual a liberdade de compra e venda de energia elétrica atinge todos os consumidores de energia elétrica, inclusive aqueles conectados na baixa tensão residencial, comercial ou industrial. Chamado de mercado varejista de energia elétrica, neste modelo, além da desverticalização da indústria, há liberdade para que os consumidores de energia possam escolher seu supridor, podendo adquirir energia diretamente do PIE ou por intermédio de comercializadoras de energia, ou mesmo da própria concessionária de distribuição. Ressalta-se que neste modelo ainda existe a figura da concessionária de distribuição e transmissão de energia, motivo pelo qual o consumidor continua com a obrigação de pagar uma tarifa de uso da rede, além da tarifa de energia, esta sendo negociada livremente em um mercado competitivo. Este avançado modelo é predominante em países da OECD, principalmente do oeste Europeu, e na Califórnia. Na América do Sul apenas a Colômbia adotou este modelo de comercialização de energia elétrica.

Na Figura 3 são apresentados os desenhos do mercado de energia pelo mundo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a).

Figura 3 - Desenhos de mercado no mundo

Fonte: Tradução própria a partir de dados da *International Energy Agency* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016a)

Acompanhando a tendência mundial, o Brasil evoluiu de um modelo de monopólio verticalmente integrado e estatal, iniciado com a criação da Eletrobrás, em 1954, e suas subsidiárias, para um modelo liberalizado na década de 90, que, pela Lei no 9.074, de 1995, assegurou a livre escolha do supridor de energia elétrica para os consumidores cuja carga fosse igual ou maior a 3000 kW, colocando o Brasil no penúltimo estágio de classificação de mercado definido pela *International Energy Agency* (IEA).

Atualmente, os consumidores com carga/demanda de energia entre 500 kW e 2.500 kW tem a alternativa de adquirir sua energia das distribuidoras ou de geradores de energia renovável/incentivada – eólica, solar, biomassa ou pequenas centrais hidrelétrica – enquanto que consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW podem escolher seu supridor de qualquer fonte de energia¹⁶.

Isto posto, conclui-se que países desenvolvidos com suas economias maduras optaram por promover a liberdade de escolha e a livre iniciativa em seu modelo de mercado de energia elétrica. O Brasil tem procurado evoluir nesta direção, progressivamente reduzindo a participação do estado no SEB e permitindo a ampliação do mercado livre.

¹⁶ A Portaria nº 514, de dezembro de 2018, reduziu os requisitos de migração, sendo que o novo limite de 2.500 kW se aplica a partir de 01.01.2019 e o limite de 2.000 kW a partir de 01.01.2020.

1.2.3 Aspectos dos leilões regulados de energia elétrica no Brasil

O ACR é formado pelas distribuidoras de energia elétrica, que necessariamente devem adquirir sua energia por meio de leilões regulados, e por energia de reserva contratada pelo Governo Federal como garantia adicional de abastecimento elétrico nacional. Por outro lado, no ACL os consumidores com carga superior ou igual a 2.500 kW (piso que será reduzido para 2.000 kW a partir de 01.01.2020), podem adquirir energia livremente de comercializadoras de energia elétrica, de PIE ou por meio de contrato de suprimento junto à concessionária de distribuição pela qual sua planta se conecta, com direito a contratar tanto energia convencional quanto energia incentivada (com desconto na tarifa de uso da rede).

De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017a, p. 87-88), em 2016, o mercado brasileiro registrou um consumo cativo de energia elétrica de 337.132 GWh, contra 123.696 GWh de consumo livre, ou seja, 73,2% da energia elétrica nacional é consumida no ACR. Este dado demonstra a importância do leilão regulado para a indústria de energia elétrica, por esta ser a principal ferramenta de aquisição de energia elétrica no Brasil.

A redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004, define as regras de comercialização de energia no mercado brasileiro. Destaca-se, particularmente, a metodologia de aquisição de energia elétrica “nova”, em outras palavras, aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, que, necessariamente, ocorre sob a forma de competição¹⁷. Apenas as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano podem adquirir energia elétrica de seu atual agente supridor, geralmente uma distribuidora de maior porte, com tarifa regulada. Assim, indiretamente ela adquire uma energia proveniente de outra distribuidora participante de processos competitivos de compra de energia.

Nesse contexto, os leilões regulados são organizados pela ANEEL, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME), órgão responsável por receber as declarações de demanda de energia das distribuidoras e, assim, definir os montantes de contratação de energia elétrica, de acordo com a política energética nacional.

¹⁷ Prioritariamente as distribuidoras adquirem energia para suprir seu mercado cativo por meio de competição, seja por meio de leilões centralizados pelo Governo Federal, seja através da contratação de Geração Distribuída por meio de processo competitivo fiscalizado pelo ANEEL (não confundir a Geração Distribuída como modalidade de contratação com a micro e minigeração distribuída). Contudo, as distribuidoras ainda contam com cotas de produção de Itaipu, Angra I e II (e futuramente Angra III), do PROINFA e de usinas cotizadas (usinas com concessão vencida e enquadradas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013) para suprirem seu mercado cativo, além dos contratos de energia existente.

O estudo de leilões é tema integrante da microeconomia, sintetizado nas obras de Pyndick e Rubinfeld (2013) e Varian (2003). Pyndick e Rubinfeld (2013) defende que os leilões apresentam a importante vantagem de consumir menos tempo que a negociação individual, além de estimular a competição entre os compradores, aumentando a receita de quem vende. De fato, os leilões são um caso claro de otimização, em que o vendedor procura maximizar a receita de venda de um produto, enquanto que o comprador busca minimizar os custos esperados da compra deste mesmo produto.

Fundamentalmente, existem três tipos de leilão: (i) leilão inglês ou oral, pelo qual o vendedor solicita lances mais altos de potenciais compradores, estes que sabem a cada etapa qual o lance dos potenciais compradores, para que no final das rodadas o produto seja vendido ao comprador que oferecer o lance mais alto; (ii) leilão holandês, pelo qual o vendedor começa oferecendo o produto a um preço relativamente alto, para que nas rodadas posteriores o preço seja reduzido em montantes fixos, caso não haja nenhum comprador interessado, até que o primeiro participante que aceitar o preço sugerido possa comprar o produto leilado; e o (iii) leilão de lances fechados, pelo qual todos os lances são feitos simultaneamente em envelopes lacrados e o comprador que leva o produto é aquele que ofereceu o lance mais alto pelo produto ofertado, podendo haver variações no método de escolha do vencedor, por exemplo, no leilão de segundo preço, em que o valor de venda equivale ao segundo lance mais alto (PINDYCK e RUBINFELD, 2013).

Os leilões ainda podem ser classificados como leilões de valor privado e leilões de valor comum. No primeiro, cada comprador sabe o seu próprio preço de reserva na avaliação de um produto, mas não sabe o preço de reserva de outro potencial comprador (leilão típico para venda de obras de arte ou bens colecionáveis, cujo prestígio e desejo dos licitantes em adquirir o produto leilado é de difícil mensuração). Nos leilões de valor comum todos os participantes atribuem aproximadamente o mesmo valor para o produto leilado, farão, assim, estimativas sobre o preço do bem para elaboração de seus lances (PINDYCK e RUBINFELD, 2013).

Nesse sentido, Klemperer (1999) destaca que a característica chave dos leilões é a presença de assimetria de informação. Mesmo que no leilão de valor comum o atual valor do objeto leilado é o mesmo para todos, cada participante do leilão tem diferentes informações sobre o que este valor realmente é.

Um exemplo dado por Klemperer (1999, p. 230) sobre assimetria de informação entre licitantes da indústria do petróleo pode ser convertido para o caso dos leilões de energia elétrica: o valor de uma autorização para exploração de um empreendimento de geração de energia elétrica depende de quanto uma usina consegue converter seu recurso primário (vento,

irradiação solar e etc.) em energia elétrica ao menor custo, sendo que os licitantes podem ter acesso a diferentes "sinais" de recurso primário e custos de instalação da usina para aferição deste valor. Nesse caso, um licitante mudaria sua estimativa de valor se aprendesse o sinal de outro licitante, em contraste com o caso de valor privado (obras de arte, por exemplo) em que seu valor não seria afetado pelo aprendizado das preferências ou informações de qualquer outro licitante.

Isto posto, pode-se classificar os leilões brasileiros para aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração como um leilão holandês de valor comum, cujo objetivo é a compra do produto eletricidade por um período entre 15 a 30 anos. O objetivo do comprador é adquirir o produto eletricidade pelo menor preço possível, ou seja, minimizar o custo de aquisição de energia elétrica. Por outro lado, o proponente vendedor/licitante, que são as várias empresas proprietárias dos projetos de geração de energia elétrica, buscam vender a produção de suas futuras usinas geradoras pelo maior preço possível, maximizando sua receita esperada.

Com antecedência é definido o preço teto ou de referência do leilão de energia por produtos (subdivisão entre as fontes de energia elétrica e tipos de contrato, quantidade ou disponibilidade¹⁸) e no dia do leilão é estabelecido o valor do deságio, sendo que apenas no final do leilão que é revelada a quantidade demandada. O leiloeiro apresenta um preço teto (em R\$/MWh), relativamente alto, e em rodadas sucessivas os licitantes realizam seus lances.

Em cada rodada, os licitantes ofertam lances menores ou iguais ao preço da rodada anterior menos o deságio estabelecido pelo leiloeiro até o momento em que o montante de energia ofertada se iguala a demanda requerida no leilão; neste ponto, o leilão se encerra com a contratação do conjunto de projetos que atenderam à demanda do leiloeiro/comprador.

Outro aspecto importante nos leilões de energia elétrica no Brasil é que o leiloeiro conhece desde o início a oferta total dos vendedores habilitados no leilão e, tendo isso em conta, define a demanda a ser contratada em cada produto, de tal forma que a demanda requerida sempre é menor que a oferta de energia do leilão, induzindo a competição dos potenciais vendedores. Por outro lado, o vendedor desconhece a demanda de energia do leilão, total e por produto, o conduzindo a ofertar seu menor preço de venda para ganhar a disputa com os demais vendedores.

¹⁸ Em suma, nos contratos por quantidade o risco de desvio da geração diária contratada (risco de modulação) e o risco de desvio da geração mensal contratada (risco de sazonalização) são assumidos pelo vendedor, enquanto que nos leilões por disponibilidade esses riscos são assumidos pelo comprador. O primeiro caso é mais comum para contratos de usinas hidrelétricas enquanto que os contratos por disponibilidade são mais comuns para empreendimentos termelétricos.

Resta claro o importante papel desempenhado pela agência reguladora no processo de competição para aquisição de energia elétrica. Ressalta-se que além desta agência atuar como organizadora dos leilões de energia nova, ela também é responsável por garantir o fiel cumprimento das regras do leilão, tanto no momento pré-leilão, com a discussão, definição e publicação do edital que rege o certame, quanto no momento pós-leilão, como guardião dos contratos de suprimento de energia elétrica resultantes da licitação, inclusive de leilões regulados eólicos e solares fotovoltaicos objeto deste estudo. Ademais, o regulador tem o papel de evitar o conluio entre os potenciais vendedores nos leilões regulados.

2. MATERIAL E MÉTODOS

De acordo com Gil (2002, p. 41), a pesquisa pode ser classificada como exploratória, pois procura aprimorar, desenvolver, esclarecer conceitos e ideias, tendo em vista a formulação de problemas mais precisos ou hipóteses pesquisáveis. Em outras palavras, a pesquisa é exploratória por envolver a caracterização da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira, a partir de um referencial teórico estabelecido, permitindo a análise de exemplos que estimulem a compreensão do problema.

A presente pesquisa foi desenvolvida a partir de revisão bibliográfica e análise documental. Foi explorada uma extensa base de dados das instituições do setor elétrico brasileiro – principalmente, do MME, da EPE, da ANEEL, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA) – de centros de pesquisa internacionais, além de trabalhos acadêmicos sobre o setor.

De maneira geral, a pesquisa também fez uso, como fonte secundária, de informação de jornais e revistas de prestígio e grande circulação nacional, além de específicos da área, por exemplo, a Folha de São Paulo, Estado de São Paulo, Valor Econômico, Revista Exame e Canal Energia.

Para análise da concentração de mercado, variável fundamental da estrutura de mercado e ponto de partida para o paradigma ECD, foram utilizados índices de concentração. Os índices de concentração foram calculados a partir do somatório da potência (capacidade) instalada de usinas pertencentes a grupos econômicos classificados pelo autor. Como os diferentes projetos eólicos e solares fotovoltaicos possuem fator de capacidade (proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade instalada total neste mesmo período), custo de investimento, metodologia para cálculo de garantia física (montante correspondente à quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização de energia), entre outras características distintas, a capacidade instalada total, outorgada pela ANEEL, pode ser considerado uma medida de comparação confiável, simples e bem aceito pelo mercado de energia elétrica, satisfazendo o objetivo da pesquisa de medir a concentração de mercado.

Para realizar a classificação por grupo econômico foi necessário identificar o principal controlador dentro da cadeia societária de cada Sociedade de Propósito Específico (SPE), titular de outorga de autorização de projetos de geração. Para tanto, utilizou-se dados coletados da CCEE, fundamentalmente da planilha de Resultado Consolidado dos Leilões, publicação de

abril de 2019, para posterior classificação de acordo com informação registrada pela ANEEL da composição societária das usinas eólicas e solares fotovoltaicas, sendo que em muitos casos foi necessário complementar as informações do regulador com pesquisa em jornais eletrônicos e no endereço virtual das empresas detentoras de empreendimentos de geração. A pesquisa focou na análise de concentração do mercado regulado, que representa a maior parte de energia eólica e solar fotovoltaica transacionada no SEB.

A primeira medida de concentração utilizada foi a razão de concentração de ordem k (CR_k), que se trata de índice que fornece a parcela de mercado das k maiores empresas da indústria ($k= 1, 2, \dots, n$) em termos de potência instalada. Sendo s_i a quota de participação de uma empresa i ($i= 1, 2, \dots, n$), temos a seguinte equação:

$$CR_k = \sum_{i=1}^k s_i \quad (1)$$

$$S_i = \frac{x_i}{\sum_{i=1}^n x_i}, \quad x_i \text{ o atributo utilizado (potência instalada)} \quad (2)$$

Quanto maior o valor do índice, maior é o poder de mercado exercido pelas k maiores empresas¹⁹.

O índice de Hirschman-Herfindahl (HH) é outro índice de concentração utilizado na pesquisa. O índice HH é definido pela expressão a seguir, em que s_i é a quota de mercado da empresa i , em termos de potência instalada, e n é o número de empresas atuantes neste mercado.

$$HH = \sum_{i=1}^n s_i^2 \quad (3)$$

Logo, quanto maior é o índice HH mais elevada será a concentração de determinado mercado e *vice-versa*.

A partir da concentração de mercado, serão avaliados os demais elementos da estrutura: barreiras à entrada, barreiras à saída e o controle sobre práticas verticais da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica.

A conduta das empresas de energia eólica e solar fotovoltaica foi analisada a partir de pesquisa de materiais apresentados pelas associações, particularmente a ABSOLAR e ABEEÓLICA, instituições e empresas atuantes neste mercado, nos fóruns, workshops,

¹⁹ Comumente considera-se a análise com $k=4$ e $k=8$, ou seja, considera-se a participação das quatro e das oito maiores empresas de determinado mercado.

seminários e grupos de trabalho do setor, pelo acompanhamento de notícias dos principais periódicos sobre energias renováveis e pelos jornais de grande circulação, similar a metodologia proposta por Vian *et al* (2007).

A análise da conduta de oferta e preços, que trata da evolução do mercado em termos de capacidade instalada eólica e solar fotovoltaica no Brasil e comportamento dos preços em leilões regulados, foi realizada a partir de dados disponíveis no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, InfoLeilão da CCEE, estudos e relatórios técnicos da EPE e do ONS.

A análise do desempenho da indústria de geração de energia eólica e solar fotovoltaica foi dividida em duas subcategorias: desempenho na geração de empregos; e desempenho financeiro de amostra de firmas atuantes no mercado, que propõe entender os resultados alcançados por empresas de capital aberto que investiram no Brasil em geração eólica e solar fotovoltaica.

O desempenho de geração de empregos foi elaborado a partir de pesquisas acadêmicas sobre o tema e relatórios internacionais da *International Renewable Energy Agency* (IRENA).

Para análise do desempenho financeiro de firmas atuantes no mercado eólico e solar fotovoltaico, primeiro foram selecionadas quatro empresas de capital aberto, listadas na bolsa de valores de São Paulo, que publicam seus balanços contábeis e demonstrações de resultados, além de uma empresa de grande porte de geração de energia elétrica com ativos no Brasil, também de capital aberto e listada na bolsa, para comparação de indicadores financeiros (empresa de referência/*benchmark*).

Buscando-se avaliar de forma objetiva o desempenho financeiro de empresas que atuam no setor de energias renováveis, particularmente eólica e solar fotovoltaico, foram utilizados os principais indicadores financeiros utilizados pelo mercado, referentes à análise da solvência, estrutura de capital e rentabilidade de empresas.

Desse modo, foram selecionados os índices de liquidez geral (LG) e liquidez corrente (LC), para avaliação da solvência, o índice de endividamento (IE) e a razão entre capital de terceiros e capital próprio, para avaliação da estrutura de capital, e o retorno sobre o ativo (ROA - *Return On Assets*, em inglês) e o retorno sobre o patrimônio líquido (ROE - *Return On Equity*, em inglês), para avaliação da rentabilidade.

O índice de LG revela a liquidez total da empresa (curto prazo e longo prazo), indicando para cada uma unidade monetária de dívida quanto a empresa possui de direitos e haveres no ativo total. O índice de liquidez geral pode ser expresso pela fórmula abaixo:

$$LG = \frac{\text{Ativo Circulante} + \text{Realizável a Longo Prazo}}{\text{Passivo Circulante} + \text{Exigível a Longo Prazo}} \quad (4)$$

O índice de LC apresenta a razão entre o ativo circulante e o passivo circulante da empresa, indicando a capacidade de cumprimento das obrigações da companhia no curto prazo. O índice de liquidez corrente pode ser expresso pela fórmula abaixo:

$$LC = \frac{\text{Total dos ativos circulantes}}{\text{Total dos passivos circulante}} \quad (5)$$

A respeito dos índices de estrutura de capital e rentabilidade, como existe ligeira divergência entre autores a respeito de como calculá-los, utilizou-se as equações definidas por Ross, Westerfield e Jaffe (2007, p. 48):

$$IE = \frac{\text{Total de dívidas}}{\text{Total de ativos}} \quad (6)$$

$$\frac{\text{Capital de terceiros}}{\text{Capital próprio}} = \frac{\text{Total de dívidas}}{\text{Patrimônio líquido}} \quad (7)$$

$$ROA \text{ (líquido)} = \frac{\text{Lucro líquido}}{\text{Ativo total}} \quad (8)$$

$$ROE = \frac{\text{Lucro líquido}}{\text{Patrimônio líquido}} \quad (9)$$

Por fim, utilizando balanços contábeis auditados de 31/12/2018, foram calculados e comparados os resultados dos supracitados indicadores de análise financeira para as cinco empresas selecionados, desse modo, foi possível avaliar de maneira objetiva o desempenho financeiro de empresas atuantes no setor eólico e solar fotovoltaico.

A análise de regulação e organização industrial do SEB, política de subsídios e o entendimento das características técnicas e econômicas do produto eletricidade foram utilizadas as obras de Gomes (1998), Souza (2002), Vinhaes (2003), Gomes e Viera (2009), Contador (2014), Pinto Junior *et al* (2016), David (2018), entre outros pesquisadores, além de extensa pesquisa legislativa. Para entender a transição mundial e doméstica da matriz elétrica atual para uma com maior participação das fontes eólica e solar fotovoltaica utiliza-se estudos da IEA, IRENA, da Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (2018), da EPE, entre outros.

3. BREVE HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Para descrição da evolução da estrutura institucional e de regulação do setor elétrico brasileiro, este trabalho propôs três recortes conceituais-temporais, quais sejam: (i) antigo modelo do setor elétrico, período anterior ao governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, marcado pela hegemonia da ELETROBRÁS como principal investidora e coordenadora do setor; (ii) reestruturação do setor elétrico, período entre 1994 a 2005 (data das últimas regulamentações complementares da reforma), pela qual se destaca a reforma institucional iniciada em meados da década de 90 e sua revisão em 2004, pós-acionamento, marcada pela desverticalização da indústria e a criação de uma estrutura institucional robusta para coordenação, fiscalização e planejamento do setor; e (iii) o período posterior à reforma, particularmente pós-2009, que se destaca pela introdução das tecnologias eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

3.1 ANTIGO MODELO DO SETOR ELÉTRICO: NÚCLEO DE COORDENAÇÃO ESTATAL

Na história mais recente da indústria de energia elétrica brasileira antes de sua reforma na década de 90, Pinto Junior, Almeida, *et al.* (2016) destaca que seu pilar central de expansão foi o modo de organização baseado na constituição de monopólios verticalizados com tarifas reguladas pelo custo do serviço. O modelo estatal foi, por muito tempo, eficaz no que se refere ao cumprimento das exigências de expansão da oferta de energia.

De acordo com Santana e Oliveira (1999), a ELETROBRÁS possuía as funções de coordenação e planejamento da operação, definindo o montante que cada geradora podia vender a cada ano e a expansão da capacidade instalada, isto é, realizava a programação do investimento ótimo em geração e transmissão. Devido à insuficiência de um instrumento de coordenação, pode-se afirmar que a ELETROBRÁS tinha autonomia para resolver problemas de natureza comercial e institucional no âmbito do sistema elétrico, que contava com a participação de várias estatais estaduais.

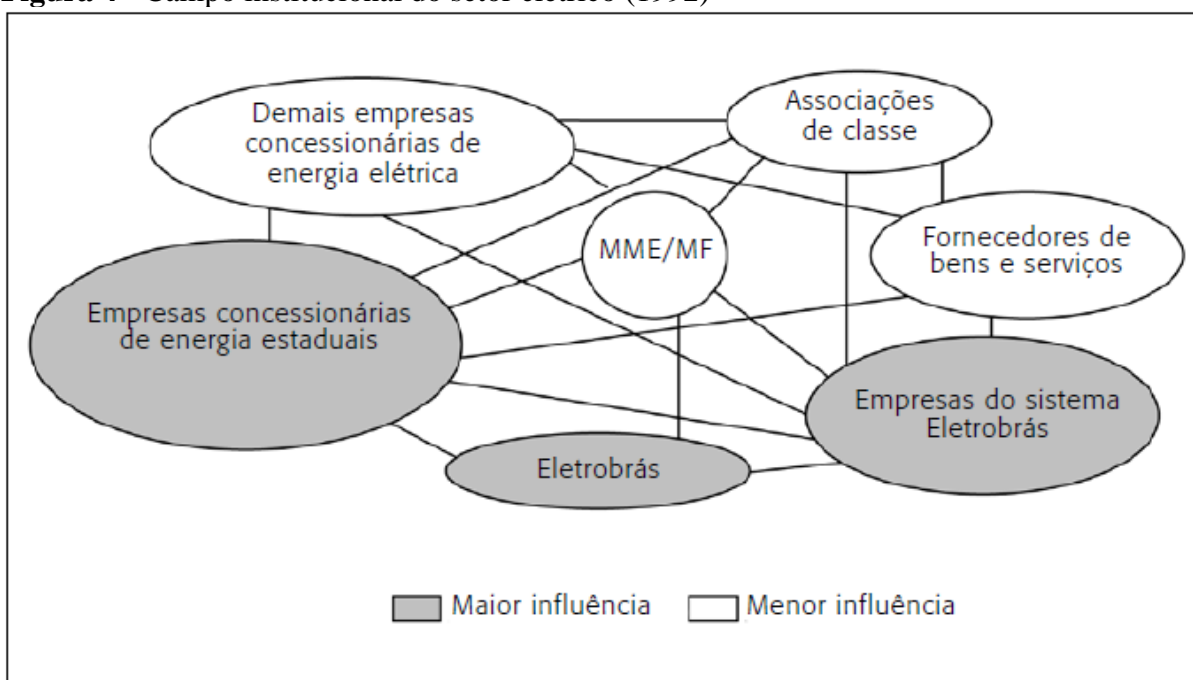
Bielschowsky (1997) destaca que o auge do modelo estatal ocorreu na segunda metade dos anos setenta, com o nacionalismo e desenvolvimentismo implantado pelo governo militar, sendo que ao longo da década seguinte ele foi perdendo gradualmente sua força, devido a problemas de ineficiência do financiamento estatal e uso político de empresas públicas.

Nesse modelo, a indústria de energia elétrica se caracterizava como uma estrutura de produção hierarquizada, pela qual predominavam as formas verticalizadas, herdadas de uma estrutura político-social que defendia o Estado como responsável pela “indústria de base”, responsável pelo desenvolvimento de outras indústrias (OLIVEIRA, 1998).

Nesse contexto, Santana e Oliveira (1999) entendem que a presença da ELETROBRÁS no topo da hierarquia do setor elétrico surgia da (i) sua autoridade dominante como coordenadora dos centros de comando do sistema elétrico nacional, (ii) seu poder de monopólio, como a CHESF no Nordeste, que possuía toda a cadeia de suprimento energético, (iii) sua participação acionária em diversas distribuidoras do país (*cross-shareholdings*), sendo seu poder político-econômico igual ou maior do que a do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que deveria regular o setor. De fato, a ELETROBRÁS atuava como um núcleo de poder e suas controladas como quase-firmas, altamente departamentalizada e burocratizada, sujeita a conflitos de interesses entre si, numa estrutura considerada multidivisional centralizada (SANTANA, 2006).

Gomes e Viera (2009) ilustram o campo institucional do período anterior à reforma da estrutura do setor elétrico (classificado pelos autores como período anterior a 1992), conforme Figura 4.

Figura 4 - Campo institucional do setor elétrico (1992)



Fonte: GOMES e VIEIRA, 2009, p. 312

Isto posto, com os mecanismos de controle e coordenação específicos do modelo de governança hierárquica do sistema ELETROBRÁS, era comum a não celebração de contratos entre geradoras, transmissoras e distribuidoras. Santana e Oliveira (1999, p. 283) afirmam que

ainda que a presença da coordenação central da operação dos sistemas seja um dos fatores determinantes da otimização do uso das instalações de geração e transmissão, o exercício, ao mesmo tempo, de múltiplas funções estratégicas para o desempenho da indústria acabou transformando tal estrutura de governança em mais uma fonte de ineficiência. Na prática, o “baixo” preço da resolução dos conflitos induzia a uma gestão muito pouco profissional das empresas, inclusive nas quase-firmas, a qual se retratava nos excessos de custos, na incapacidade de autofinanciamento dos investimentos e na inadimplência generalizada dos contratos de suprimento.

Cabe ressaltar que a reforma do SEB, além do problema de ineficiência da gestão estatal, foi fundamentalmente resultante da falta de capacidade de investimento do governo federal no setor. De fato, o antigo modelo do setor elétrico surgiu da política de substituição de importações e industrialização promovido por Vargas, que criou o Fundo Federal de Eletrificação, aprovado em 1954, para fins de financiabilidade do setor. O governo da época entendia que havia demasiada instabilidade de financiamentos norte-americanos nos projetos estatais de eletricidade, sendo necessária a criação de um fundo pela qual os próprios consumidores de energia elétrica financiariam a expansão da indústria de energia elétrica nacional, sob a administração federal.

O Fundo Federal de Eletrificação era composto pela arrecadação de taxas de despachos aduaneiros e, principalmente, pelo Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE), imposto este sobre o consumo do serviço de energia elétrica, ambos com o Banco Nacional do Desenvolvimento e Social (BNDES)²⁰ como administrador (FAGANELLO, 2017).

Ocorre que a Constituição Federal de 1988 (CF/88) extinguiu o IUEE ao definir o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), que passa a ser um imposto de competência Estadual e do Distrito Federal, que incide sobre o fornecimento de energia elétrica. Mesmo que a CF/88 tenha criado contribuições sociais para reaver receita para a União, o sistema ELETROBRÁS perdeu significativa fonte de financiamento, de tal forma que em 1994 o governo federal decide estudar e implementar profundas alterações do modelo regulatório, jurídico e institucional que sustentava o setor.

²⁰ Na época denominado Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (sem o complemento “e social”).

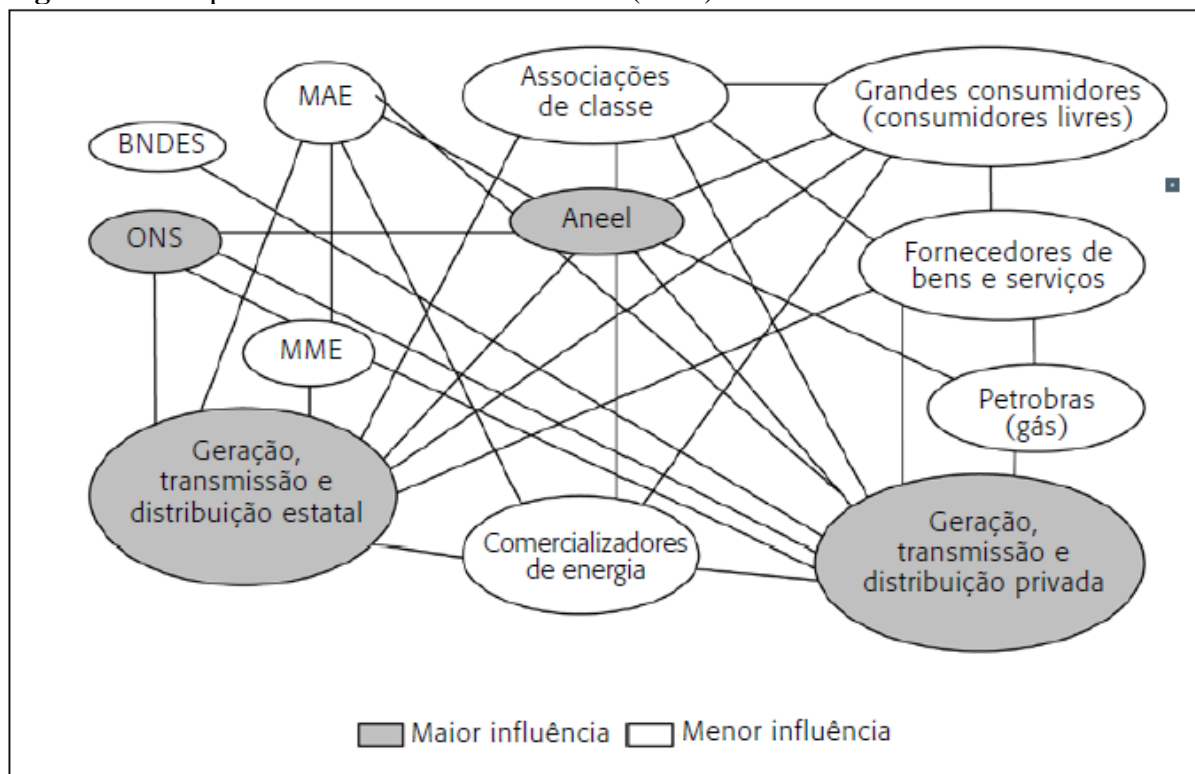
3.2 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A CRISE DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

O primeiro passo para implementação do novo modelo do SEB se dá pela publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e da Lei nº 9.074, de 1995, que estabelecem a obrigatoriedade de licitação pública para concessão de serviços de geração, transmissão e distribuição, permitindo a participação mais ativa da iniciativa privada na indústria de energia elétrica.

Em 1996, foi implementado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), liderado pelo MME, com participação de técnicos do setor e da consultoria Coopers & Lybrand, com o objetivo de redefinir e modernizar todo arcabouço regulatório-institucional desta indústria. A base deste novo modelo consistia na desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, com incentivo de competição nos segmentos da geração e comercialização de energia e regulação sobre os monopólios naturais da transmissão e distribuição.

Com efeito, a Lei nº 9.427, de 1996, cria a ANEEL, com o papel de agência reguladora. Em ato contínuo, a Lei nº 9.648, de 1998, permitiu a criação do ONS – que passa a coordenar o despacho (operação) da geração e da transmissão do SIN – e a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) – que representou a implantação do mercado de curto (mercado *spot*) de energia elétrica. Conforme destaca Santana e Oliveira (1999), estas novas instituições foram fundamentais para redefinição do papel da ELETROBRÁS na indústria de energia elétrica, implicando a perda de seu papel de coordenadora e centro de comando.

Gomes e Viera (2009) identificaram o campo de interação institucional deste período (foto do ano de 2002), conforme ilustra a Figura 5.

Figura 5 - Campo institucional do setor elétrico (2002)

Fonte: GOMES e VIEIRA, 2009, p. 315

Entre julho de 2001 e fevereiro de 2002, o novo modelo do setor elétrico brasileiro é desafiado pela crise nacional de desabastecimento do suprimento de energia elétrica. Tecnicamente, a predominante participação de geração hidrelétrica na matriz elétrica brasileira (modelo hidrotérmico com menor participação de termelétricas) associada à hidrologia desfavorável, forçou o governo central a adotar a política de corte de cargas, que, em outras palavras, resultou no racionamento de energia elétrica, também conhecido como “crise do apagão”. O Governo do presidente Lula, sucessor do período de racionamento, diagnosticou falha do planejamento e investimentos em expansão da geração de energia elétrica como a causa do racionamento.

Em 2004, em um segundo passo de reestruturação do SEB, o Governo Federal lançou as bases do modelo que vigora até os dias atuais, por meio da Lei nº 10.848, de 2004. Esta segunda fase da reforma teve como objetivo ajustar lacunas do modelo iniciado em 1994, propondo novos mecanismos de coordenação do planejamento energético e expansão do parque gerador brasileiro.

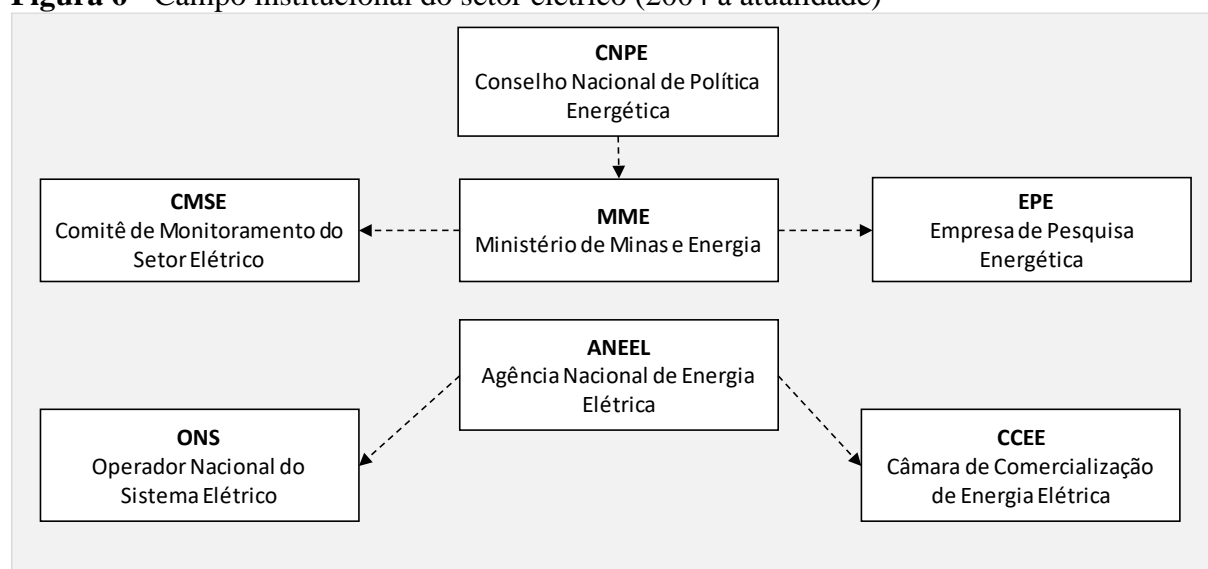
Do ponto de vista regulatório-institucional, destaca-se a criação (i) da EPE, pelo Decreto nº 5.184, de 2004, órgão vinculado ao MME, responsável pelo estudo e planejamento da expansão da oferta de energia e das redes de transmissão, entre outras funções, (ii) da CCEE,

instituída pelo Decreto nº 5.177, de 2004, que além de incorporar as funções do MAE, é a responsável por realizar a gestão centralizada dos contratos de comercialização de energia elétrica, (iii) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), instituído pelo Decreto nº 5.175, 2004, com função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento elétrico.

Destaca-se que a referida Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu os leilões de energia nova e os leilões de energia de reserva, destinados à expansão do setor elétrico por meio de aquisição de novos projetos de geração de energia elétrica. Nesse modelo, o MME, com apoio da EPE, centraliza a decisão de expansão energética nacional, tendo discricionariedade para definir quais fontes primárias e qual o montante de cada uma destas fontes irá compor a matriz elétrica nacional.

A Figura 6 ilustra o modelo institucional da indústria de energia elétrica com a conclusão da reforma.

Figura 6 - Campo institucional do setor elétrico (2004 à atualidade)



Fonte: CCEE, 2018

Na evolução do setor elétrico é essencial a interação entre os agentes que compõem o campo institucional (ilustrado acima), sendo ideal que as atividades sejam debatidas e encaminhadas de forma integrada e conjunta, de forma harmônica e eficiente. Esta coordenação inteligente do setor elétrico pode ser chamada de inteligência elétrica, que David (2018, p. 189) define em termos práticos como

(...) a capacidade organizativa e avaliativa de um movimento às vezes caótico de ações, reações e sinais de mercado, processado com base em princípios específicos para definir ou estabelecer políticas ou regulações para o setor elétrico. A definição de políticas e regras não deve se originar de uma prática burocrática ou de uma *tabula rasa*, mas de observação de uma problemática e

de um objetivo a ser alcançado num cenário em plena efervescência – o próprio setor de energia elétrica em inovação.

Assim, promover a inteligência elétrica no ato de regular, por si só, já é um grande desafio para o SEB, que cada vez mais é pressionado a integrar novas tecnologias e formas de produção (inovação tecnológica) e a promover a livre iniciativa e liberdade de escolha dos consumidores de energia elétrica.

Esse novo modelo tem sobrevivido ao longo dos últimos anos, com aprimoramentos e ajustes. Nesse contexto, a introdução das fontes eólicas e solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional impôs novos desafios à operação, regulação e para as relações contratuais do SEB, sendo alvo de ações das instituições que compõem o setor.

3.3 INCLUSÃO DAS TECNOLOGIAS EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A inclusão das tecnologias eólica e solar fotovoltaica se deu por meio de benefícios fiscais, benefícios sobre a tarifa de uso da rede e contratação compulsória destas fontes, seja de forma explícita (programa próprio) ou implícita (demanda de produto específico em leilão regulado). Assim, a primeira subseção tratará de subsídios e incentivos na introdução dessas fontes no Brasil, enquanto que a segunda subseção foca na importância do PROINFA e de leilões na inserção destas fontes na matriz.

3.3.1 Incentivos às fontes renováveis, particularmente eólica e solar fotovoltaica

O benefício fiscal se dá por meio de programas de desenvolvimento estadual, por exemplo a isenção de ICMS promovida pelo Estado da Bahia no programa Desenvolve (previsto no Decreto Estadual nº 8.205, de 2002 e suas alterações), e programa de desenvolvimento da infraestrutura, com o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), instituído pela Lei nº 11.488, de 2007, que permite a empresa habilitada a suspensão de recolhimento de PIS/COFINS.

Ambos benefícios fiscais – estadual ou federal – incidem sobre as aquisições de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, prestação de serviços e materiais de construção para utilização ou incorporação destinadas ao ativo imobilizado da pessoa jurídica habilitada, geralmente a SPE detentora do projeto de geração. Ressalta-se que estes programas de benefício fiscal incidem sobre ativos imobilizados de todas as fontes de energia elétrica, não sendo específicas para fontes eólica e solar fotovoltaica, ou seja, apesar de serem incentivos

importantes do ponto de vista econômico dos projetos, eles não são uma vantagem competitiva dos projetos eólicos e solares fotovoltaicos frente às demais fontes do SEB.

Além dos benefícios fiscais descritos acima, consta em legislação federal incentivo direto para o mercado de energias renováveis. Trata-se de desconto para geradores e consumidores no uso da rede, isto é, descontos que incidem diretamente sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). De acordo com o art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, incide desconto não inferior a 50% na TUSD e TUST tanto de geradores quanto consumidores de fontes renováveis de energia elétrica, de acordo com critérios técnicos e normativos da usina elegível ao subsídio²¹.

De acordo com a ANEEL (2019b), antes da vigência da Lei nº 12.783, de 2013, os descontos na TUSD e TUST eram arcados pelos próprios consumidores das concessionárias, como um tipo de subsídio cruzado, uma vez que as concessionárias tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos em sua própria área de concessão. Assim, o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados.

Contudo, à luz da referida Lei nº 12.783, de 2013, os subsídios passaram a compor a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os recursos da CDE são arrecadados por quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público (UBP), das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União. Desse modo, todos os consumidores do SIN, e até os contribuintes, arcam com o rateio dos subsídios tarifários, independentemente do mercado subsidiado da área de concessão onde o consumidor está localizado.

A Tabela 2 apresenta os critérios para aplicação do desconto na TUSD ou TUST para fontes incentivadas:

²¹ Além do subsídio ao gerador e consumidor de fonte incentivada/renovável existem descontos aplicáveis a tarifa de energia elétrica para consumidores de baixa renda (tarifa social), atividade de irrigação e aquicultura em horário especial, agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, serviço público de água, esgoto e saneamento, para classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural, e subclasse de serviço público de irrigação.

Tabela 2 - Quadro-resumo de descontos na TUSD/TUST

Período	Potência instalada	Potência injetada na rede	Desconto
FONTE HIDRÁULICA			
Operação comercial entre 1/10/1999 e 31/12/2003	PCH entre 5.000 kW até 30.000 kW	Até 30.000 kW	100%
PIE - qualquer tempo Autoprodução - a partir de 1/1/2016	CGH \leq 5.000 kW PCH entre 5.000 kW até 30.000 kW	Até 30.000 kW	50%
UHE - qualquer tempo	UHE entre 5.000 kW até 50.000 kW	Desconto limitado a 30.000 kW de potência injetada	50%
FONTE EÓLICA & SOLAR			
EOL e UFV - operação comercial entre 23/04/2003 e 31/12/2003 ou desconto estabelecido em outorga	-	Até 30.000 kW	100%
UFV - operação comercial anterior a 31/12/2017	-	Até 30.000 kW	80% nos 10 primeiros anos de operação e depois 50%
EOL e UFV - outorga antes de 1/1/2016 e operação comercial após 31/12/2017	-	Até 30.000 kW	50%
EOL e UFV - leilão ou outorga a partir de 1/1/2016	-	Até 300.000 kW	50%
FONTE BIOMASSA & COGERAÇÃO QUALIFICADA (CG)			
Biomassa e CQ - operação comercial entre 23/05/2003 e 31/12/2003 ou desconto estabelecido em outorga	-	Até 30.000 kW	100%
Biomassa composta de no mínimo 50% de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais	-	Até 30.000 kW	100%
Biomassa e CQ - operação comercial após 1/1/2016	-	Até 30.000 kW	50%
Biomassa e CQ - leilão ou outorga a partir de 1/1/2016	-	de 30.000 kW até 300.000 kW	50%

Biomassa e CQ - outorga anterior a 1/1/2016	-	Até 30.000 kW	50%
Biomassa não enquadrada nas regras anteriores	-	30.000 kW até 50.000 kW	Desconto de 50% limitado a 30.000 kW da potência injetada

Fonte: Elaborado pelo autor, a partir do §1º, §1º-A e §1º-B do art. 26 da Lei 9.427/1997

Observa-se que as novas usinas eólicas e solares fotovoltaicas dispõem de desconto de 50% no uso do fio, sendo que recentemente esta última fonte gozou de desconto de 80% do fio aplicável aos seus 10 primeiros anos de operação comercial, com 50% nos demais anos que compõem o prazo restante de sua outorga de autorização²². Todas as usinas eólicas e solares fotovoltaicas outorgadas no Brasil, em operação ou em construção, fazem jus do desconto de pelo menos 50% em sua tarifa de uso da rede até o final de 35 anos de sua outorga.

Do ponto de vista econômico, os subsídios às fontes renováveis têm sofrido críticas de economistas, de parte da sociedade e de autoridades do governo. Qual o real preço da energia elétrica negociada pelas fontes incentivadas, se considerarmos que os subsídios são arcados pelos próprios consumidores de energia elétrica? Esta pergunta permanece sem resposta, porque não há no Brasil um mecanismo de avaliação objetiva ou metódica de benefício social de políticas de incentivos fiscais e subsídios.

Geralmente, a taxação ou compensação é imposta a indústrias que causam externalidades negativas ao bem-estar social, enquanto que incentivos e subsídios são concedidos a indústrias que causam externalidades positivas à sociedade. Nesse sentido, Contador (2014, p. 2) defende que “através da taxação e de estímulos fiscais, o setor público tem condições de coordenar os investimentos privados, ao mesmo tempo em que corrige as distorções existentes na economia”.

Subsídios são melhores aceitos quando a indústria beneficiada, que gera externalidades positivas, necessita deste incentivo para obter resultados positivos, ou seja, quando o retorno do projeto é negativo do ponto de vista privado, mas positivo do ponto de vista social. Em suma, a atratividade de um projeto sob o ponto de vista privado e sob o ponto de vista da sociedade pode ser resumida entre quatro alternativas, conforme ilustra a Tabela 3:

Tabela 3 - Quadro-resumo de classificação dos projetos

		Ponto de vista social	
		+	-
Ponto de vista privado	+	I	II
	-	III	IV

²² De forma prática, usinas eólicas e solares fotovoltaicas, pelo menos em escala comercial, não chegaram a gozar de desconto de 100% na TUSD ou TUST, como algumas PCHs e usinas à biomassa.

Fonte: Contador (2014, p. 4)

De acordo com a classificação acima, projetos que estão no quadrante I são viáveis tanto sob o ponto de vista privado quanto sob o ponto de vista social (sinal positivo na coluna e na linha indicam retornos positivos, ou seja, valor presente líquido e/ou taxa interna de retorno satisfatórias para o desenvolvimento do projeto, que poderia ser a construção de uma usina eólica ou solar fotovoltaica). Portanto, *a priori*, não seria necessária intervenção estatal com incentivos adicionais a projetos deste tipo, uma vez que em um sistema de liberdade econômica o próprio mercado se interessaria em desenvolver projetos neste quadrante.

Os projetos no quadrante II são atraentes (lucrativos) para o setor privado, mas socialmente nocivos (projeto com excessiva externalidade negativa, por exemplo, poluição excessiva, distúrbio social, risco à sociedade e etc.). Neste caso, o poder público pode aceitar as externalidades como preço a ser pago pela liberdade econômica ou impor compensações ambientais e tributárias para desestimular seu desenvolvimento ou para compensar a perda de bem-estar causada por estes projetos.

O quadrante III, apresenta um caso típico de projeto negativo do ponto de vista privado, mas positivo do ponto de vista social (o projeto poderia ser a universalização do acesso à energia elétrica ou o saneamento básico, por exemplo, que enfrenta dificuldades de viabilidade econômica privada pela extensão territorial a ser abrangida). Para maior eficiência e em benefício da produtividade e do bem-estar social, o setor público pode conceder subsídios (como financiamento a taxas menores que de mercado), isenção fiscal e facilidades burocráticas para atrair o investimento privado ou mesmo prestar o serviço por meio de empresa pública (opção do Estado Social). No último quadrante (IV) os projetos são inviáveis do ponto de vista privado e social, não devendo ser executados.

Retomando a questão de subsídios para fontes renováveis, o entendimento anterior leva a seguinte pergunta: Os projetos de geração eólico e solar fotovoltaico se situam no quadrante II, isto é, necessitam de subsídios para atrair o investidor privado, ou no quadrante I, posição pela qual são reconhecidas suas externalidades positivas (energia limpa, renovável, de baixo impacto ambiental, com potencial de geração de empregos e renda em áreas carentes do Brasil), sendo desejáveis do ponto de vista social, mas também trazem retorno e são atrativos sob o ponto de vista privado? Fato é que ainda não há consenso no SEB, menos ainda no governo federal e no parlamento brasileiro, mas a discussão de incentivos às fontes renováveis segue como um dos pontos de destaque da mais recente modernização do SEB, iniciada com a Consulta Pública nº 33/2017 do MME.

Por fim, ressalta-se que os subsídios são uma poderosa ferramenta de intervenção do estado na economia, sendo que ao fim e ao cabo é a própria sociedade que arca com o custo deste incentivo. Os subsídios utilizam recursos escassos, ainda mais considerando a situação fiscal deficitária do Estado brasileiro, então uma avaliação social deveria ser realizada para uma tomada de decisão sobre a condução de política pública de incentivo às fontes renováveis que aceleraria a transição energética para uma matriz renovável ou mesmo a eliminação destes subsídios para permitir que a própria inovação tecnológica das fontes renováveis permita a redução de custos e a inserção natural destas fontes no mercado.

3.3.2 Políticas públicas e leilões na introdução de usinas eólicas e solares fotovoltaicas na matriz elétrica brasileira

A primeira política pública estruturada para o fomento da tecnologia eólica no Brasil foi o PROINFA, cujo objetivo era justamente aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos eólicos, PCHs e termelétricas a biomassa, conectados ao SIN. Este programa foi instituído pela Lei nº 10.438, de 2002, de tal forma que os contratos de compra seriam celebrados pela ELETROBRÁS até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3.300 MW de capacidade instalada em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação comercial definida no contrato.

Na concepção inicial do PROINFA, a contratação deveria ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia seria feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte. Na prática, o PROINFA contratou 144 empreendimentos, 54 destes empreendimentos utilizando a tecnologia eólica, perfazendo um total de 1.422,92 MW eólicos, acima da meta inicialmente definida para esta tecnologia.

Esse tipo de política pública, contratação selecionada pelo custo da fonte, pode ser classificada como um tipo de *feed-in tariff* (FIT), que trata-se de uma política pública de suprimento energético focada em fomentar o desenvolvimento de projetos de energia renovável por meio da oferta de contratos de compra de longo prazo de fontes renováveis, pela qual é “criada/alimentada” uma demanda específica para tecnologias de baixa emissão de carbono (MENDONÇA, JACOBS e SOVACOL, 2009).

Apesar de algumas divergências sobre o termo FIT, Mendonça *et al.* (2009) defende que esta política pública apresenta elementos em comum, como contratos de compra de longo prazo,

com garantia de acesso à rede de transmissão, e preço baseado no custo de geração da fonte de energia renovável que se objetiva desenvolver, geralmente, tendo este custo maior que a média do mercado, de tal forma que a fonte não conseguiria competir e se desenvolver sem este tipo de subsídio.

Claramente esta política pública parte do princípio que as fontes de energia renovável geram uma externalidade positiva à sociedade, motivo pelo qual o poder público teria interesse em subsidiá-las (conforme visto na subseção anterior). Países Europeus, notadamente a Alemanha, além de largamente implementarem a FIT, ainda concederam vantagens adicionais aos empreendedores em tecnologia renovável, como procedimentos administrativos simplificados para diminuir o tempo de implantação destas fontes, redução de burocracias e minimização de custos de projetos, criando todo um sistema especial de incentivo às fontes renováveis.

Observa-se que o modelo brasileiro de desenvolvimento das fontes eólica e solar fotovoltaica – esta que não consta no PROINFA – evoluiu da contratação direta/explicita para um modelo mais moderno: leilões regulados com produto específico para contratação de energia eólica e solar fotovoltaica (contratação dirigida implícita).

A Lei nº 10.848, de 2004, em conjunto com o Decreto nº 6.353, de 2008, foram marcos legais importantes para definição do futuro das fontes renováveis, na medida em que ambos dispositivos legais estabeleceram as bases para definição dos Leilões de Energia Nova (este que ainda possui uma categoria própria para contratação de fonte de energia renovável, o Leilão de Fontes Alternativas de Geração – LFA) e dos Leilões de Energia de Reserva.

A primeira oportunidade de contratação da fonte eólica se deu no Leilão nº 003/2007, para contratação de empreendimentos de geração de energia proveniente de Fontes Alternativas (LFA). À época o edital do leilão entendia como outras fontes de geração (“alternativa”) o produto a ser atendido por energia elétrica proveniente de ativos de geração cuja fonte primária seja de origem térmica à biomassa ou eólica, levando ao entendimento que fonte hídrica de grande porte e termelétrica a combustível fóssil seriam as fontes convencionais/não-alternativas predominantes no sistema hidrotérmico. A concorrência por preço da tecnologia eólica com as termelétricas a biomassa inviabilizou a venda da primeira.

Em 2009, foi realizado o 2º Leilão de Energia de Reserva de 2009 (LER 2009), dessa vez um leilão exclusivo para contratação de fonte eólica, pela qual foram contratadas 71 usinas. A partir daquele ano foram realizados sucessivos leilões com produto específico de contratação de energia eólica, introduzindo de maneira definitiva e sistemática a tecnologia eólica no Brasil.

A tecnologia solar foi introduzida na matriz elétrica nacional seguindo essa mesma fórmula. A primeira aparição da fonte solar fotovoltaica se deu no Leilão nº 009/2013, destinado à contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração a partir das fontes hidráulica, eólica, solar e térmica a gás natural, inclusive em ciclo combinado, ou a biomassa. Ocorre que a fonte solar fotovoltaica concorreu dentro de um único produto de contrato por disponibilidade junto com usinas eólicas e termelétricas a gás natural ou a biomassa. Pela chance praticamente nula de vitória, a participação da fonte solar neste leilão pode ser considerada um ensaio para inserção do produto solar específico em leilões regulados, fato que viria a se concretizar no ano seguinte.

Neste mesmo ano, ocorreu um leilão promovido pelo Estado de Pernambuco para contratação de projetos de energia centralizada solar fotovoltaica, no âmbito do Programa de Sustentabilidade na Atividade Produtiva do Estado de Pernambuco (PE Sustentável), regido pela Lei Estadual nº 14.666, de 2012. Neste leilão estadual a Enel Green Power sagrou-se vencedora e Pernambuco contratou duas usinas solares fotovoltaicas de 5,5 MW cada, localizadas na cidade de Tacaratu/PE (ANEEL considera esta negociação como parte do ACL, uma vez que não se trata de contratação regulada em âmbito federal).

Em 2014, ocorreu o primeiro leilão federal com produto específico para aquisição de energia solar fotovoltaica, denominado 6º Leilão de Energia de Reserva (LER 2014), pela qual esta fonte comercializou 31 projetos, 889,66 MW de potência instalada, introduzindo a usina fotovoltaica de geração centralizada na matriz elétrica brasileira. No 7º e 8º Leilões de Energia de Reserva de 2015 (1º LER 2015 e 2º LER 2015) a fonte solar fotovoltaica também se sagrou vencedora. Em 2016, não ocorreram leilões com participação da fonte solar, devido a preferência do Governo Federal em inserir esta fonte apenas em leilões com prazo de suprimento igual ou inferior a 4 anos a partir do ano de realização do certame, os chamados Leilões A-4, leilão este que não ocorreu naquele ano.

Em 2017 e 2018, a fonte solar fotovoltaica volta a participar dos leilões regulados, por meio de LEN A-4, enquanto que a fonte eólica tem participado destes leilões de quatro anos e dos LEN A-6, com prazo de suprimento 6 anos à frente do ano do certame.

No Leilão A-4/2018, um dos mais recentes realizados pelo Governo Federal, o preço da energia eólica e solar fotovoltaica definiu um novo patamar de competitividade para estas fontes alternativas, ao alcançarem o preço médio de R\$ 118,04/MWh, para fonte solar fotovoltaica, e R\$ 67,60, para fonte eólica, posicionando estas usinas como as mais competitivas entre as fontes renováveis do Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).

Observa-se que os leilões regulados, com contratos de longo prazo e garantia de conexão à rede, ao segmentar a demanda por energia elétrica em diferentes fontes de energia elétrica, ao invés de buscarem a solução de menor preço e que atenda a demanda de energia e capacidade do SEB, apresentam características descritas anteriormente como *feed-in tariffs*. Em outras palavras, o MME tem o poder de definir quais fontes de energia contratar, seja por segurança de suprimento do sistema elétrico nacional e modicidade tarifária, seja para fomento de tecnologias com baixa emissão de carbono e diversificação da matriz elétrica.

A ANEEL teve que adaptar a regulamentação para acompanhar a introdução e a evolução das fontes eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. A Resolução Normativa (REN) nº 112, de 1999, foi a primeira regulamentação a estabelecer requisitos necessários à obtenção de outorga de autorização de empreendimentos eólicos e, de certa forma, solares. Na verdade, tratava-se de uma resolução ampla, que definia no mesmo texto os requisitos necessários para registro e autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia (incluindo a solar, muito incipiente nesta época).

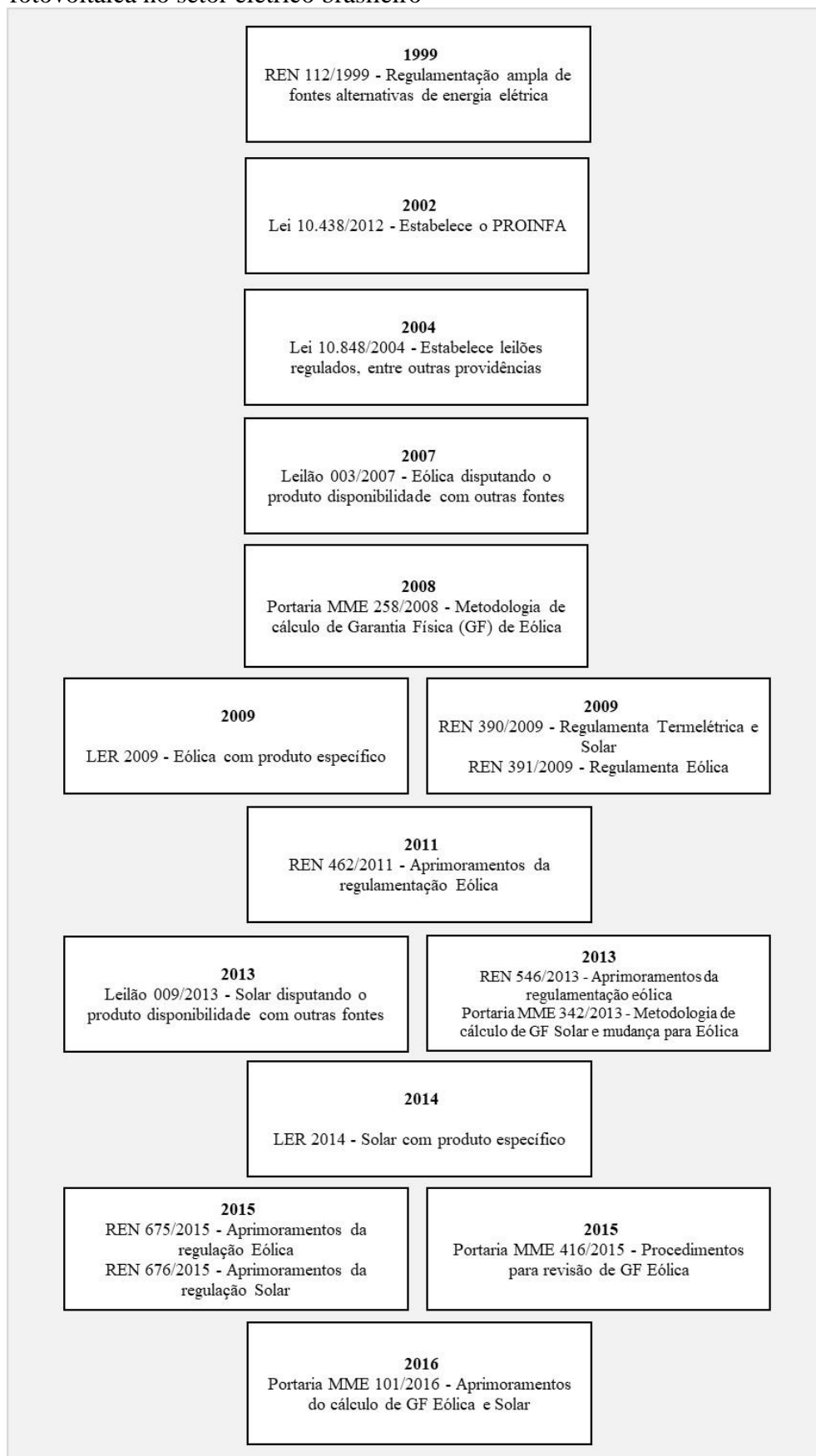
Em 2009, a REN nº 112, de 1999, é revogada e substituída por normas específicas para cada grupo de tecnologia primária de geração de energia elétrica. Nesse contexto, a Resolução Normativa nº 390, de 2009, estabeleceu os requisitos necessários à outorga de autorização para usinas termelétricas e, num primeiro momento, da fonte solar fotovoltaica (como se termelétrica fosse, apesar do texto abordar a tecnologia de concentração solar, que se aproxima mais do conceito de termelétrica), enquanto que a Resolução Normativa nº 391, de 2009, estabeleceu os requisitos necessários à outorga de autorização de usinas eólicas.

A REN nº 391/2009 passou por atualizações nos anos de 2011 (REN 462/2011) e 2013 (REN 546/2013) até chegar na sua versão atual, com ajustes promovidos pela Resolução Normativa nº 675, de 2015.

A fonte solar fotovoltaica ganha normativo próprio, se desvinculando da REN nº 390/2009, que passa a regulamentar autorizações apenas de usinas termelétricas. Assim, a Resolução Normativa nº 676, de 2015, estabeleceu os requisitos necessários à outorga de autorização de centrais geradoras solares fotovoltaicas.

A Figura 7 apresenta a evolução da regulamentação com destaques para os marcos de introdução da tecnologia eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

Figura 7 - Resumo do histórico de introdução da fonte eólica e solar fotovoltaica no setor elétrico brasileiro



Fonte: Elaboração própria

Isto posto, a rápida evolução tecnológica e as políticas públicas de fomento às tecnologias com baixa emissão de carbono aceleraram a inserção das fontes eólica e solar fotovoltaica no SEB, de tal modo que estas fontes se tornaram mais competitivas que as usinas termelétricas convencionais ou a biomassa e as PCHs (algumas vezes até mais competitivas que as hidrelétricas convencionais).

Entretanto, a rápida inserção de usinas eólicas e solares fotovoltaicas na matriz elétrica brasileira tem despertado a atenção dos operadores e autoridades do setor, devido às características técnicas próprias destas fontes e aos efeitos de natureza física na operação do sistema e de natureza comercial, no âmbito do mercado. Portanto, o capítulo a seguir se dedica a explorar as características técnicas da tecnologia eólica e solar fotovoltaica.

4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

A presente seção foi dividida em quatro subseções que buscam explorar as características da geração de energia eólica e solar fotovoltaica. A primeira subseção traz uma visão geral dos aspectos técnicos referentes as fontes renováveis. A segunda subseção explora as diferenças entre geração centralizada e geração descentralizada. Por fim, as duas últimas subseções aprofundam a análise sobre a evolução da tecnologia eólica e da tecnologia solar fotovoltaica, respectivamente.

4.1 ASPECTOS TÉCNICOS DAS FONTES RENOVÁVEIS

Desde o surgimento da energia elétrica no final do século XIX, a indústria elétrica é marcada por profundas transformações resultantes de sua evolução tecnológica, institucional, organizacional e econômica. A evolução de uma matriz elétrica poluente, a base de combustíveis fósseis – principalmente que utilizam como fonte primária o carvão mineral e derivados do petróleo – para uma matriz sustentável, limpa e renovável, se encontra no epicentro destas transformações.

Os estados nacionais têm desenvolvido políticas públicas com objetivo de realizar a transição elétrica de uma matriz baseada em combustíveis fósseis para uma outra sustentada por energias renováveis, ao passo que as instituições relacionadas ao setor elétrico têm envidado esforços para encontrar soluções que viabilizem tecnicamente, socialmente, politicamente e economicamente esta transição.

Fato é que essa transição elétrica exige uma mudança radical das formas como se produz e se utiliza a energia elétrica na medida que se amplia a participação das fontes renováveis, particularmente eólica e solar fotovoltaica, na matriz elétrica. O principal desafio para ampla introdução das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica reside em uma característica compartilhada entre estas duas tecnologias: a intermitência de sua geração.

A energia gerada pelas usinas eólicas e solares depende de seus respectivos combustíveis primários, vento e irradiação solar, que, fundamentalmente, não são estocáveis como os combustíveis fósseis ou até mesmo a água que é armazenada nos reservatórios das hidrelétricas. Mesmo que o uso de cálculo estatístico a partir de medições de vento, irradiação solar, entre outros fatores, possa estimar a média de produção de energia elétrica de usinas eólicas e solares ao longo de sua vida útil, captando sua produção média mensal (sazonalização)

e diária (modulação), a operação em tempo real do sistema elétrico ainda é muito desafiadora, ao considerarmos os atributos de instantaneidade e não estocabilidade do produto eletricidade.

Há soluções para reduzir os impactos da intermitência no sistema elétrico, quais sejam: (i) estocagem, como a utilização de reservatórios de hidrelétricas, o bombeamento hidráulico, a instalação de sistema de baterias, o estoque de ar comprimido, sendo que as duas primeiras opções são largamente as mais utilizadas, mas dependem do fator geográfico para se viabilizarem; (ii) centrais despacháveis, que nada mais é do que instalar usinas de partida rápida e uma capacidade de rápida elevação e redução da geração para preencher as lacunas de geração das usinas renováveis, por exemplo, tradicionalmente as termelétricas cumprem este papel; e (iii) expansão e modernização da rede, ou seja, expandir a rede geograficamente para otimizar a distribuição de energia onde e quando ela estiver disponível, e incrementar a inteligência das redes (*smart grids*) mediante tecnologias de monitoramento e gestão dos fluxos.

Observa-se que existem muitas soluções para tratar a característica de intermitência das energias renováveis, de tal forma que a evolução tecnológica de um conjunto destas soluções a um patamar que permita sua ampla aplicação a um custo economicamente viável pode desencadear um novo ciclo de ruptura do sistema elétrico mundial.

No Brasil, o controle da despachabilidade é, geralmente, realizado por meio de usinas termelétricas convencionais ou por hidrelétricas com reservatórios (sujeitas a volátil hidrologia), resultando em maior liquidez e flexibilidade de operação do SIN. Assim, existe claramente o *trade-off* entre expandir o sistema com termelétricas convencionais e hidrelétricas com reservatório a um custo econômico, social e ambiental elevado, ou usinas eólicas e solares fotovoltaicas renováveis, limpas e de baixo impacto social e ambiental, com a contrapartida de causarem intermitência no sistema elétrico.

Ressalta-se que um sistema cem por cento renovável composto por usinas eólicas e solares fotovoltaicas, com a tecnologia disponível, seria muito custoso, uma vez que demandaria uma enorme capacidade instalada ociosa de geração para atendimento da demanda a qualquer momento ou um complexo sistema de armazenamento²³ ou, ainda, a possibilidade de corte de carga em período de pico de demanda, sendo que esta última opção é comumente descartada pelo Poder Público, porque causa enorme impacto negativo no bem-estar da população, além de comprometer a atividade econômica de um país, dado que a energia elétrica é um insumo básico de diversas indústrias. Nesse sentido, Pinto Junior, Almeida et al. (2016) fazem a seguinte afirmação:

²³ Um sistema de armazenamento de grande porte composto por meio de baterias estacionárias ainda é economicamente inviável. Contudo, a tecnologia de armazenamento tem experimentado rápido avanço em termos de eficiência e custo, principalmente com a popularização dos carros elétricos.

A indisponibilidade e a perda de controle introduzidas pelas renováveis afetam decisivamente as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais, colocando em xeque o padrão de consumo vigente. Isso se deve ao fato de que as atuais fontes de flexibilidade utilizadas – que podem ser sintetizadas, no limite, na existência de ociosidade planejada de capacidade instalada, independente da forma como essa se manifesta (geração ou transmissão) – se demonstram crescentemente custosas quando se aumenta a participação das renováveis na matriz elétrica. Portanto, o problema não se resume ao custo da geração em si, mas também ao custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo. (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2016, p. 188)

Observa-se o constante desafio operativo brasileiro que, além de buscar a otimização do despacho hidrotérmico – avaliando o custo de operação presente *versus* o custo de operação futura – deve garantir a segurança do suprimento nacional e ainda promover as condições necessárias para a inserção das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica, intermitentes e inflexíveis, no SIN. Ressaltando essa complexidade de operação e a ruptura do modelo elétrico tradicionalmente térmico ou hidrotérmico, Pinto Junior, Almeida et al. (2016, p. 188) afirmam que

(...) a introdução acelerada das energias renováveis na matriz elétrica não significa apenas a agregação de novas fontes e potenciais a um cardápio de opções tradicionais, que pouco afeta a operação e a expansão do sistema. Essa introdução, ao contrário, representa uma ruptura, cujo alcance está limitado à capacidade tecnológica, organizacional e institucional do setor de reduzir os efeitos da intermitência das renováveis sobre a liquidez do sistema.

Outro aspecto em desfavor das fontes renováveis é que a eficiência da produção de usinas eólicas e solares está diretamente associada a disponibilidade de seus recursos primários, de tal forma que em muitos países o local onde há maior proveito destes recursos se encontra distante dos centros de carga/consumo, aumentando o custo de transporte de eletricidade (necessidade de extensas linhas de transmissão e equipamentos de transformação de tensão) e as perdas elétricas da rede. Neste contexto, as usinas renováveis são mais dependentes de investimentos em expansão do sistema de transmissão do que as termelétricas convencionais, que tem a facilidade de poderem ser instaladas próximas ao centro de carga. Contudo, relembrando o *trade-off* da expansão do sistema, termelétricas convencionais possuem a enorme desvantagem de dependerem do preço dos derivados do petróleo, do gás natural, do carvão mineral ou dos combustíveis nucleares, recursos estes que poderiam ser utilizados para outros fins (custo de oportunidade), além de serem fontes primárias não renováveis e de maior impacto ambiental.

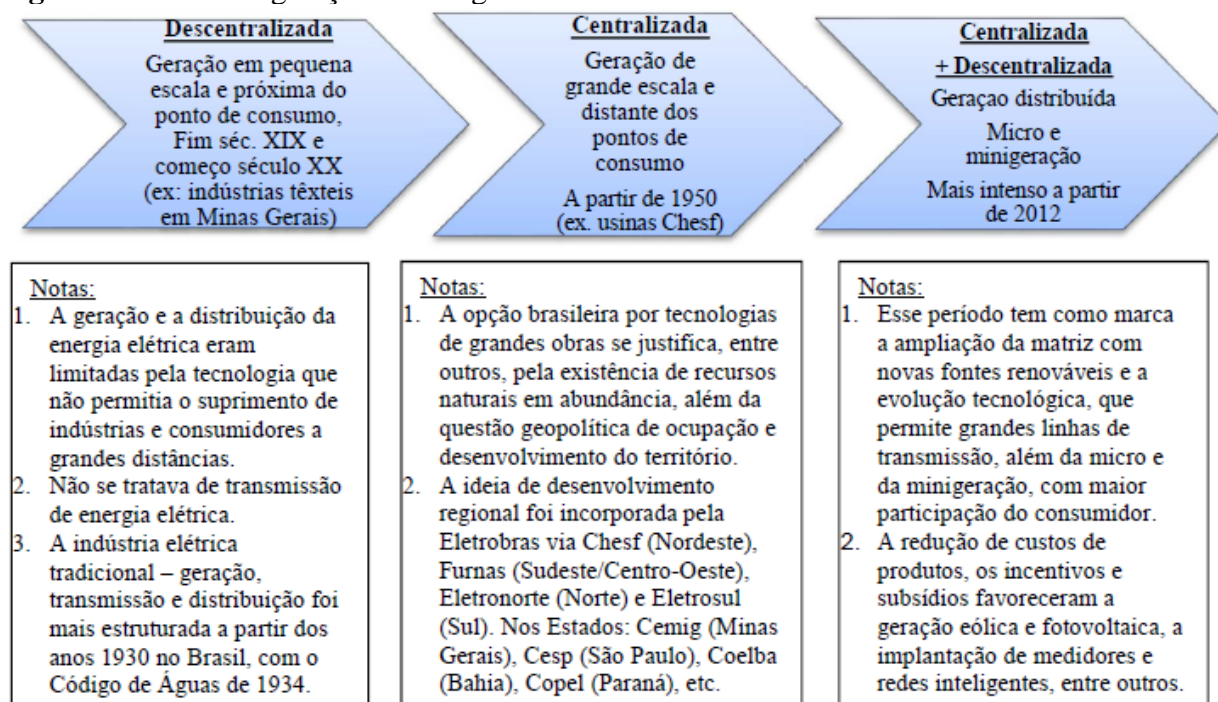
Em suma, Pinto Junior, Almeida et al. (2016, p. 197) concluem que “(...) é correto afirmar que a introdução das energia renováveis variáveis na geração de eletricidade é o maior desafio enfrentado pelo setor elétrico desde o seu nascimento no final do século XIX. E ela, de

fato, já está em curso”. Assim, não há como regredir e adotar um modelo estritamente térmico ou hidrotérmico, mas, sim, deve-se abraçar a transformação energética e buscar alternativas inovadoras para inserção das fontes renováveis, de acordo com as características energéticas de cada nação.

4.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA E GERAÇÃO DESCENTRALIZADA (DISTRIBUÍDA)

As usinas eólicas e solares fotovoltaicas se destacam pela versatilidade de sua escala de produção, em outras palavras, estas usinas renováveis podem ser classificadas como usinas de pequeno, médio, grande porte, ou mesmo atender a uma pequena unidade consumidora, como a residência de uma família (micro ou minigeração). Assim, fundamentalmente, pode-se classificar o porte de empreendimentos de geração em duas categorias: a geração de energia elétrica centralizada (GC), que trata-se de usinas geradoras de maior porte, conectadas ao SIN, e a geração de energia elétrica descentralizada ou distribuída (GD), que trata-se de usinas geradoras de menor porte necessariamente interligadas à rede de distribuição local (por isso o termo “geração distribuída”).

Nesse sentido, ressalta que a indústria de energia elétrica iniciou um ciclo de desenvolvimento que integra geração centralizada, com suas centrais geradoras conectadas à rede de distribuição ou ao sistema de transmissão, e a geração distribuída, composta de pequenos consumidores ou consórcio de consumidores conectados à rede de distribuição e que importam e exportam energia para a rede, de modo que uma forma de geração coexiste e complementa a outra forma de geração (David, 2018). A Figura 8 apresenta a evolução dos ciclos de geração no Brasil.

Figura 8 - Ciclos de geração de energia elétrica no Brasil

Fonte: David (2018, p. 10)

Observa-se que no início do ciclo de geração de energia elétrica no Brasil, predominava a geração descentralizada próxima ao centro de carga, até porque nesse período não existia grandes investimentos em serviços públicos de transmissão e distribuição, mas, sim, investimentos privados para suprimento de plantas industriais. A partir de 1950, particularmente através da intervenção estatal, se desenvolve o sistema elétrico nacional com interligação regional e grandes empreendimentos de geração. Atualmente, coexiste a GC e a GD.

A ANEEL distingue as usinas classificadas como GC e GD de acordo com sua potência instalada, conexão, e a possibilidade de uso do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). No capítulo anterior foi exposta a regulamentação de usinas classificadas como GC, então abaixo é exposta a regulamentação para GD.

A Resolução Normativa nº 482, de 2012, estabelece a figura da microgeração e da minigeração distribuída. A microgeração distribuída trata-se de central geradora de energia elétrica a partir de cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída trata-se de central geradora de energia elétrica com os mesmos requisitos da microgeração, exceto pela potência instalada, que deve ser superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Ressalta-se que centrais geradoras com potência menor ou igual a 5 MW podem ser classificadas como GC com capacidade reduzida²⁴, ou GD, ao cumprirem os supracitados requisitos.

Qual a vantagem de ser classificada como micro ou minigeração distribuída (GD), em vez de GC? Usinas classificadas como GD podem participar do SCEE, que é vantajoso do ponto de vista regulatório e fiscal.

Em suma, no SCEE a energia ativa injetada no sistema de distribuição pelo micro ou minigerador é cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora local, logo, a unidade consumidora vinculada a este micro ou minigerador passa a ter um crédito junto a distribuidora, a ser consumido por um prazo de até 60 meses, igual à quantidade de energia ativa que foi injetada na rede.

A energia elétrica a ser compensada no SCEE incide sobre a tarifa de energia elétrica e sobre a tarifa de uso da rede de distribuição (“tarifa fio”), portanto, a unidade consumidora com sistema de GD participante do SCEE pode compensar todo seu consumo de energia elétrica, inclusive a tarifa de uso da rede distribuição. Ademais, não há incidência de ICMS nesta transação, ou seja, os participantes do SCEE fazem jus a um benefício fiscal.

Ocorre que o modelo atual do SCEE sofre críticas porque, teoricamente, os consumidores que compensam totalmente a tarifa de uso do fio deixam de compor a base de usuários que rateiam os custos do sistema de distribuição, assim, os usuários remanescentes, que não possuem GD, arcariam com esta perda de receita por meio de aumento tarifário. A REN 482, de 2012, está em pleno processo regulatório de atualização, conforme Agenda Regulatória 2019-2020, desse modo, o regulador deverá tratar este importante ponto, entre outros aprimoramentos necessários nesta regulamentação.

Portanto, além da diferença entre porte da GC e GD, o SCEE se difere totalmente do modelo de compra e venda no ACR e ACL, que caracterizam as negociações da GC. Apesar da GD abranger outras fontes de energia (termelétricas a biomassa, eólicas, centrais hidrelétricas, por exemplo), a ANEEL (2017, p. 10) destaca que “a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações [em GD], seguida pela fonte eólica” e ainda que “a fonte solar responde por 70% e a eólica por 9%” da potência instalada em GD até 27.03.2017.

Ressalta-se que a presente pesquisa se delimitou a analisar a GC, ou seja, a GD não figurará nas análises desenvolvidas ao longo deste trabalho.

²⁴ A central geradora com capacidade instalada reduzida é dispensada da obrigação de obtenção de outorga de autorização, tendo apenas que manter um registro após sua construção na ANEEL. Estas usinas de pequeno porte têm direito a processos simplificados de acesso à rede.

4.3 A TECNOLOGIA EÓLICA

A energia eólica é utilizada como fonte de energia desde a antiguidade, por exemplo, na movimentação de embarcações pelos egípcios no rio Nilo, e na Idade Média, para moagem de alimentos, bombeamento de água e serrarias. No final do século XIX, com o advento da energia elétrica, a Dinamarca se destacou como primeiro país a utilizar turbinas eólicas (ou aerogeradores) para geração de energia elétrica.

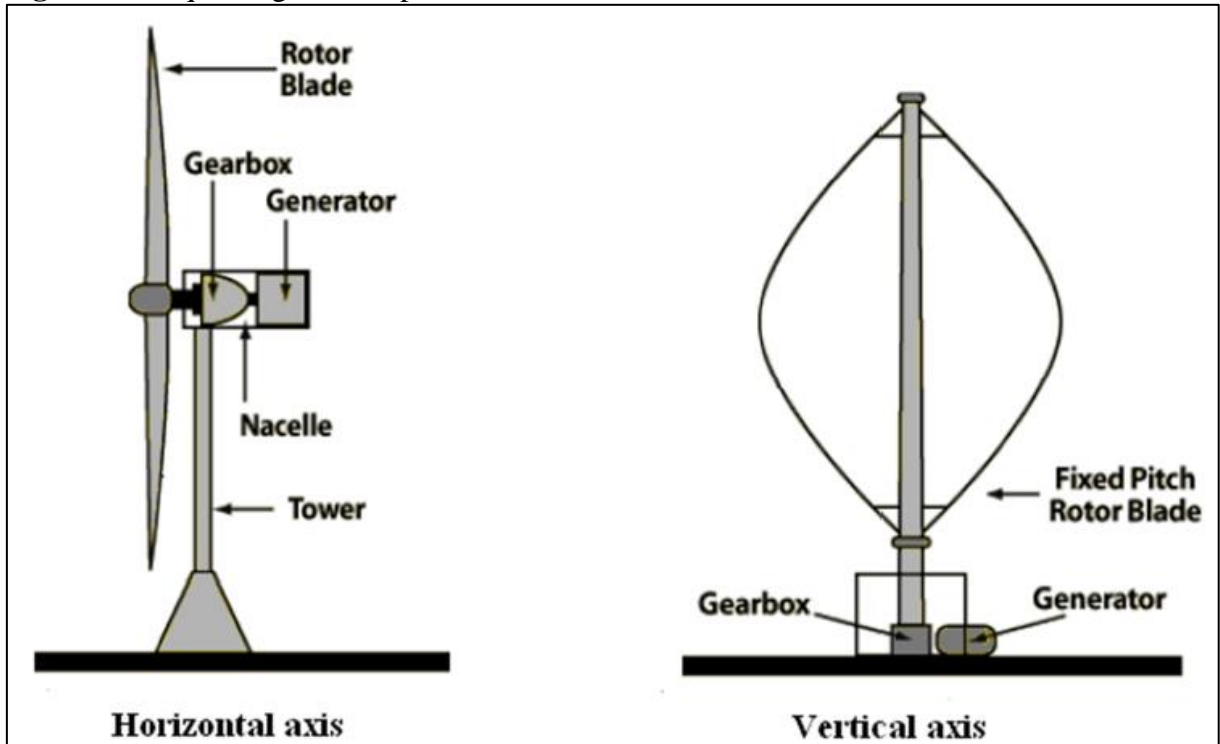
Contudo, o baixo preço dos combustíveis fósseis no período pós-guerra acabou postergando o desenvolvimento das fontes renováveis, com exceção das hidrelétricas convencionais. Esse quadro muda com os choques do petróleo, do ponto de vista econômico, e as ações internacionais multilaterais para redução de emissão de gases do efeito estufa, do ponto de vista político-institucional. Notadamente, com o protocolo de Quioto, firmado em 1997, os países ao redor do mundo passam a buscar alternativas ao uso de termelétricas a combustíveis fósseis, assim, as fontes renováveis tornam-se protagonistas para alcance das metas ambientais estabelecidas. A partir deste período a fonte eólica começa a ganhar escala comercial, principalmente na Europa.

No Brasil, os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e na ilha Fernando de Noronha (PE), no início dos anos 1990. Os resultados dessas medições possibilitaram a determinação do potencial eólico local e a instalação das primeiras turbinas eólicas no Brasil, em 1992, justamente em Fernando de Noronha. Conforme visto anteriormente, apenas com o PROINFA e os Leilões Regulados que a fonte eólica é inserida de forma comercial e definitiva na matriz elétrica brasileira.

Existem dois tipos principais de turbinas eólicas modernas: as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) e as turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), sendo estas largamente mais utilizadas²⁵. A Figura 9 apresenta de forma esquemática estes dois tipos de turbinas.

²⁵ O projeto de turbina eólica mais difundido no mercado é o de eixo de rotação horizontal, três pás, regulada por arremetida ou passo, operando com velocidade de rotação quase fixa.

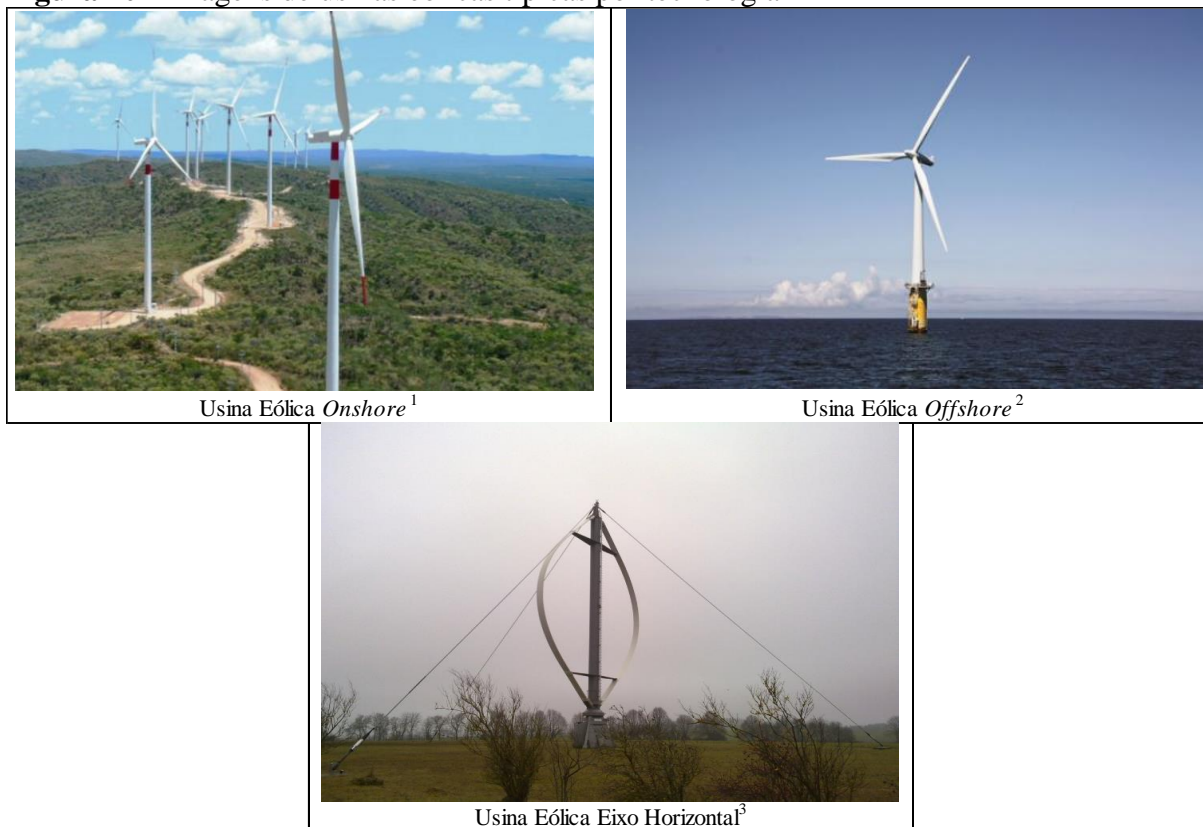
Figura 9 - Esquema geral de típica turbina eólica de eixo vertical e de eixo horizontal



Fonte: EBEED (2012, p. 7)

As usinas eólicas se distinguem tecnicamente pela sua estrutura de suporte, podendo ter sua estrutura implantada em terra (“*onshore*”) ou em alto mar (“*offshore*”). A construção e manutenção de eólicas *offshore* é mais complexa e custosa, além destas usinas estarem mais expostas a tempestades e furacões. No Brasil, as usinas eólicas verticais *onshore* são largamente utilizadas, de modo que não há usinas *offshore* em escala comercial em construção e operação no país. A Figura 10 ilustra exemplos das supracitadas tecnologias de geração eólica.

Figura 10 - Imagens de usinas eólicas típicas por tecnologia



1 - Foto da usina Eólica Primavera em Morro do Chapéu/BA (ENEL GREEN POWER, 2019).

2 - Foto de uma usina eólica offshore (AMERICAN GEOSCIENCES INSTITUTE, 2019).

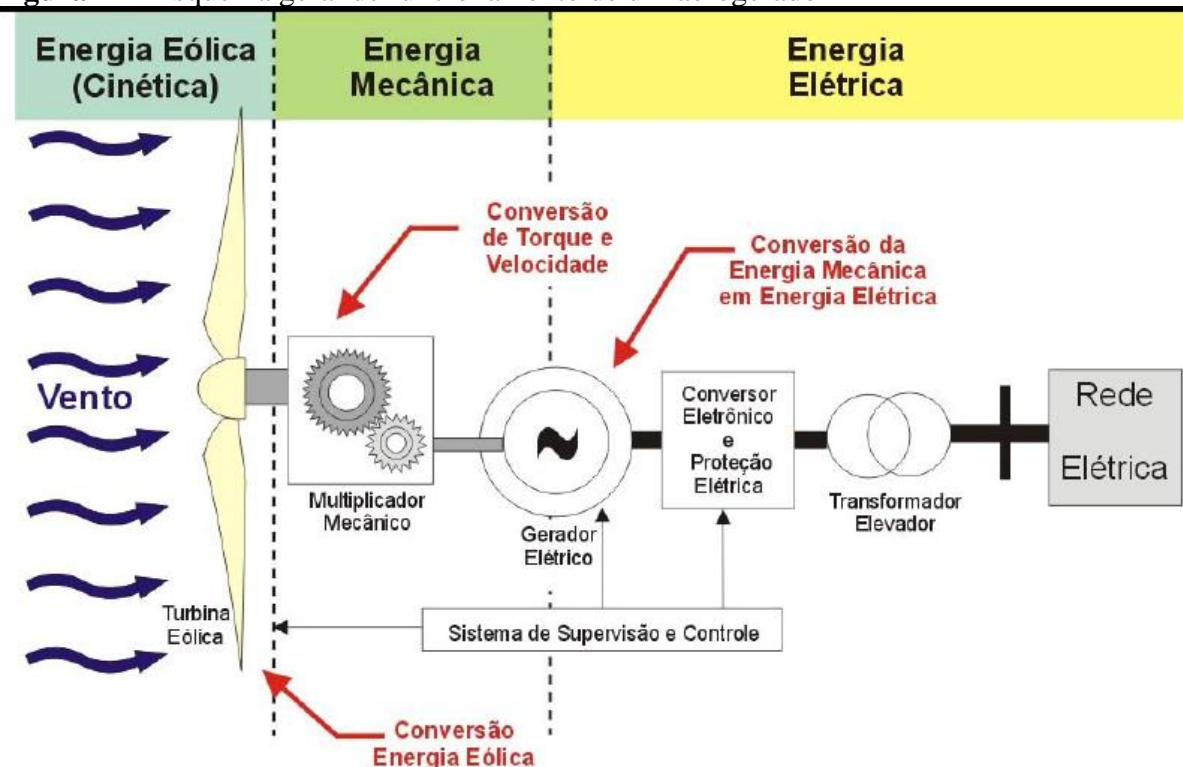
3 - Foto de uma turbina Dornier Darrieus 55 kW (WIND-TURBINE-MODELS.COM, 2019).

Fonte: Elaboração própria.

Geralmente, as usinas eólicas começam a gerar eletricidade com velocidade do vento de 3 a 5 metros por segundo (m/s), alcançando o máximo de produção aos 15 m/s e saindo de operação (por segurança) a uma velocidade em torno 25 m/s (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2016b).

Tipicamente o sistema elétrico-mecânico de uma usina eólica consiste na conversão de energia cinética (eólica) em energia mecânica pela turbina eólica, que, por sua vez, transfere essa energia para o gerador elétrico que a converte em energia elétrica. Então, essa energia elétrica é transportada por meio de uma linha de distribuição interna até a subestação da usina que eleva sua tensão para injeção na rede elétrica, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 - Esquema geral de funcionamento de um aerogerador



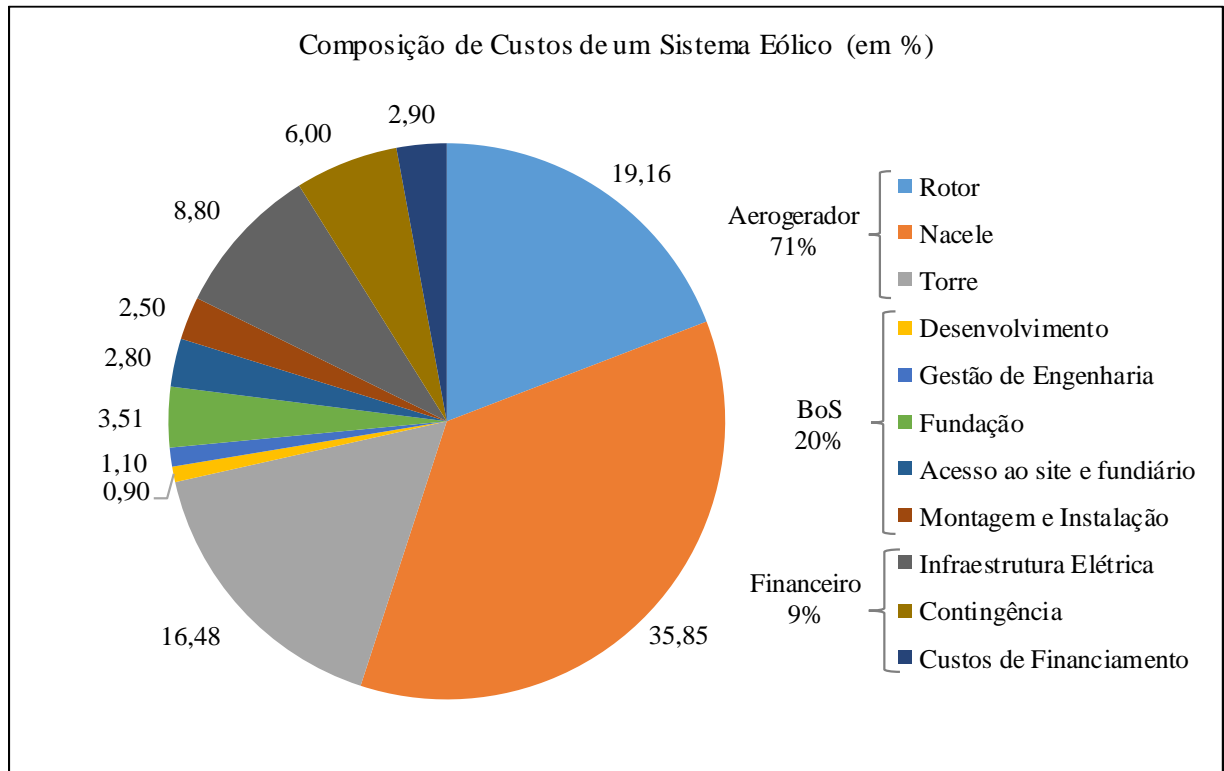
Fonte: Pavinatto (2005, p. 33)

4.3.1 Custos de Investimento em Usina Eólica Centralizada

De acordo com Mone, Hand *et al.* (2017), o investimento em bens de capital (CAPEX - *Capital Expenditure*, em inglês) de um sistema eólico *onshore* (foco desta pesquisa) pode ser dividido em 3 componentes principais, que ainda podem ser subdivididos em 11 componentes. O principal custo de uma planta eólica é o de aquisição dos aerogeradores, responsável por 71% do custo de investimento da usina, compreendendo os custos do rotor, nacele e torre que compõe o aerogerador. Os outros 20% do custo de capital se referem ao *Balance of System* (BoS)²⁶, que engloba todos os componentes de um sistema eólico que não sejam os aerogeradores, a citar, os custos de desenvolvimento, gestão de engenharia de projeto, fundação (obra civil) dos aerogeradores, acessos ao site e direito de uso da terra (fundiário), montagem e instalação dos aerogeradores e a infraestrutura elétrica da planta. Por fim, o restante dos custos, 9%, se referem aos custos financeiros do projeto, englobando custos da estrutura de financiamento e a contingência. Logo, a Figura 12 apresenta a composição de custos de uma usina eólica *onshore* típica no ano de 2016.

²⁶ Expressão em inglês que, em tradução livre, significa "equilíbrio do sistema", ou seja, com exceção dos componentes principais, o BoS engloba todos os demais elementos que formam o equilíbrio de um sistema para seu adequado funcionamento.

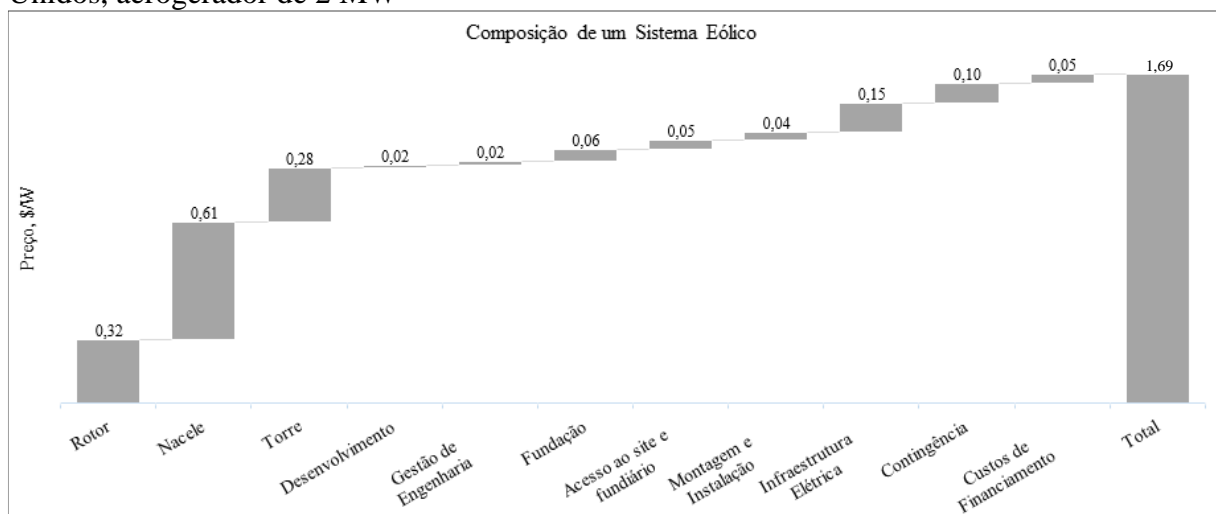
Figura 12 - Composição percentual de custos de investimento de um sistema eólico norte-americano *onshore* no ano de 2016



Fonte: Elaboração própria a partir de Mone, Hand *et al.* (2017, p. x)

Mone, Hand *et al.* (2017) também estimaram que o CAPEX de uma usina eólica nos Estados Unidos, considerando turbina eólica de 2 MW, era da ordem de 1.690 USD/kW instalado (equivalente a 1,69 USD/W), pela qual, ao aplicar-se a subdivisão acima, apresenta a composição de custos exposta na Figura 13, para o ano base de 2015.

Figura 13 - Composição de custos de investimento de sistemas eólicos *onshore* nos Estados Unidos, aerogerador de 2 MW



Fonte: Elaboração própria a partir de Mone, Hand *et al.* (2017, p. viii)

Nesse diapasão, o relatório da IRENA (2016b) destaca que o custo global de instalação de uma usina eólica na Europa reduziu de 4.766 USD/kW em 1983 para 1.623 USD/kW em 2014, traduzindo-se numa redução global de dois terços entre 1983 e 2014.

No Brasil, a EPE (2017b) demonstra que os custos de investimento dos empreendimentos habilitados tecnicamente no LEN A-4, de 2018, conforme declaração dos próprios empreendedores, variam entre 3.100 BRL/kW a 8.600 BRL/kW, ou seja, entre 800,17 USD/kW a 2.219,81 USD/kW²⁷.

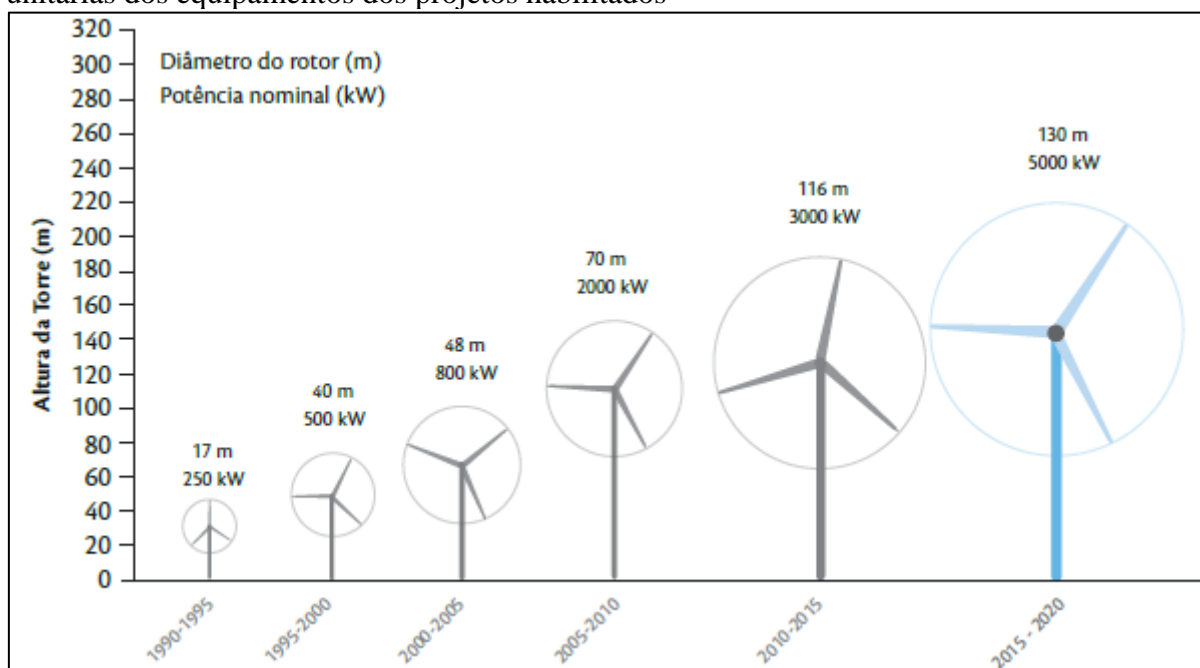
No Brasil, os componentes dos aerogeradores também correspondem a cerca de 70% do custo de investimento em um projeto eólico, de acordo com informações declaradas pelos próprios empreendedores, motivo pelo qual deve-se dar atenção especial a este equipamento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018c).

Observa-se que as médias da altura das torres, do diâmetro dos rotores e da potência unitária das turbinas têm aumentado à medida que a tecnologia eólica evolui, contribuindo para o aumentando da produtividade da usina eólica. De acordo com a EPE (2018b, p. 32). , “em 2007 predominavam nos projetos turbinas com altura de cubo e diâmetro do rotor da ordem de 70 m; em 2018 esses números chegaram à média de 110 m, com alguns equipamentos ainda maiores”.

Em relação à potência nominal média dos aerogeradores instalados no Brasil, observa-se aumentos significativos desde a instalação da primeira usina eólica: Dentre os projetos cadastrados em Leilões Regulados, a potência nominal média dos aerogeradores aumentou de 1,9 MW em 2010 para 2,6 MW e máxima de 4,2 MW em 2018 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018b, p. 35). A Figura 14 ilustra a referida evolução das turbinas eólica e sua perspectiva de evolução para os próximos anos.

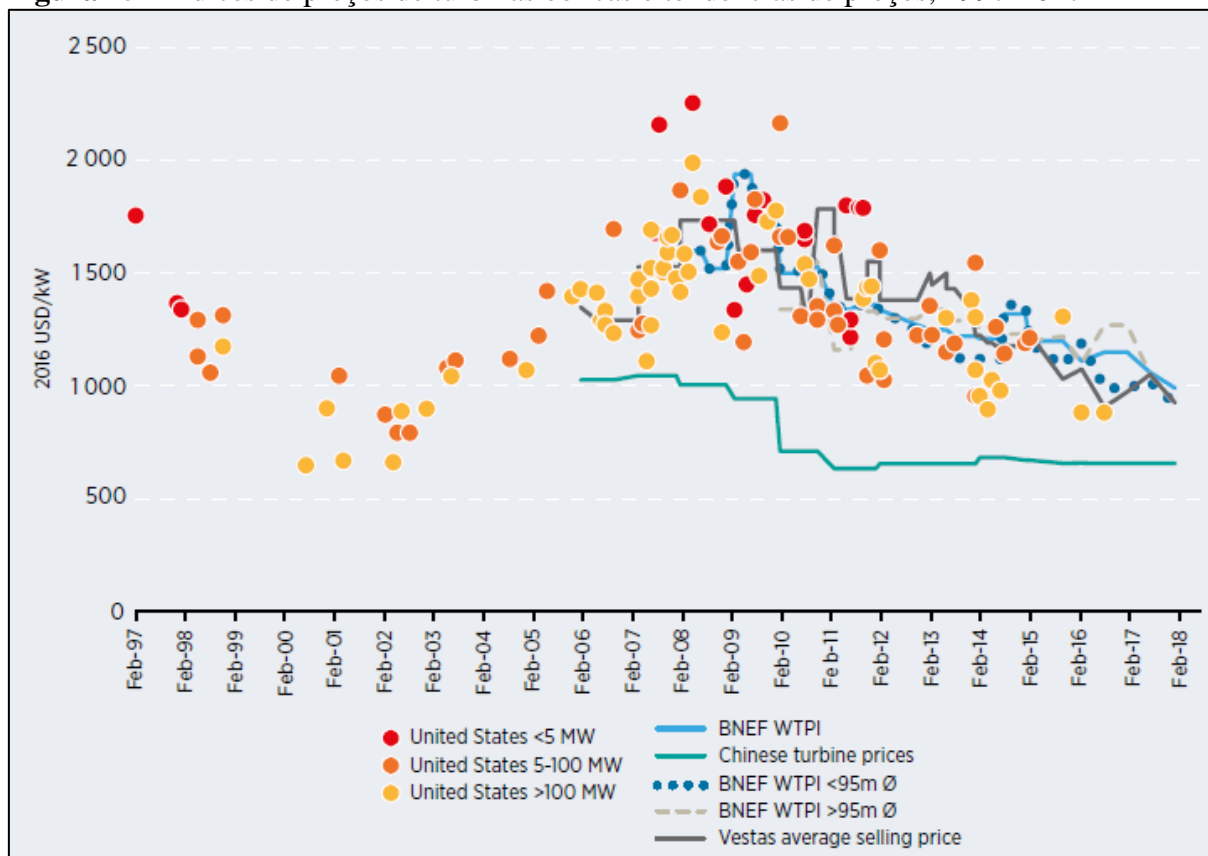
²⁷ Taxa de câmbio de compra no fechamento do dia 31/12/2018, conforme dados da Banco Central do Brasil.

Figura 14 - Evolução das médias de alturas das torres, diâmetros dos rotores e potências unitárias dos equipamentos dos projetos habilitados



Fonte: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (2015, p. 28)

Além das turbinas eólicas terem se tornaram mais produtivas ao longo dos anos, seu custo de produção também apresentou vertiginosa queda. O índice BNEF para turbinas com diâmetros de rotor inferiores a 95 metros aponta uma queda de preço de 53% entre 2009 e 2017, enquanto que, neste mesmo período, diâmetros de rotor superiores a 95 metros apresentaram uma queda de 41% (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2018a). Dados de 2017 indicam que os preços médios das turbinas eólicas na maioria dos mercados estavam abaixo de USD 1.000/kW. A Figura 15 ilustra a evolução dos preços médios de turbinas eólicas no mundo.

Figura 15 - Índices de preços de turbinas eólicas e tendências de preços, 1997-2017

Fonte: IRENA (2018a, p. 93)

4.4 A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar é aquela aproveitada diretamente do sol, sendo utilizada tanto em tecnologias solares térmicas – como no aquecimento de água, aquecimento e refrigeração de ambientes, tratamento de água, na geração do processo de calor, entre outros usos – quanto em tecnologias para produção de energia elétrica. O engenheiro norte-americano Frank Shuman foi pioneiro ao construir a primeira estação de energia térmica solar (utilizava o calor da irradiação solar na evaporação de água que movimentava um motor a vapor) em Maadi, no Egito, entre 1912 e 1913, para o bombeamento de água a partir do rio Nilo para campos de algodão (SCIENTIFIC AMERICAN, 2013).

A primeira usina solar fotovoltaica em escala comercial construída no Brasil foi a UFV Tauá, concluída em 2011, localizada no município de Tauá, no Ceará, com 1000 kWp de potência instalada. Contudo, somente a partir dos Leilões Regulados de 2014, com o produto específico para contratação de fonte solar, ocorreu ampla contratação de novos projetos de energia solar fotovoltaica, conforme visto anteriormente.

Para produção de energia elétrica a partir da energia solar se destacam dois tipos de tecnologia: a tecnologia solar fotovoltaica e a tecnologia de energia solar concentrada. Em um sistema solar fotovoltaico típico, as células solares, também chamadas de células fotovoltaicas, convertem a luz solar diretamente em eletricidade. As células solares recebem o nome do processo de conversão de luz (fótons) para eletricidade (voltagem), que é chamado de efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1954, quando os cientistas da *Bell Telephone* descobriram que o silício (um elemento encontrado na areia) criava uma carga elétrica quando exposto à luz solar.

Nas usinas de concentração solar, lentes são utilizadas para focar uma grande área sobre irradiação solar em uma pequena viga, com água ou outro líquido, que evapora e move uma turbina, que por sua vez movimenta um motor elétrico que gera a eletricidade por indução. Ou seja, esta tecnologia de geração transforma irradiação solar direta em energia térmica e subsequentemente em energia elétrica. Essa tecnologia ainda é incipiente no Brasil, não tendo nenhum projeto comercializado em Leilões Regulados ou no Mercado Livre, motivo pelo qual a presente pesquisa sempre indica seu foco na tecnologia solar fotovoltaica.

Por fim, a título ilustrativo, a Figura 16 apresenta diferentes exemplos de usinas que utilizam a fonte primária solar (incluindo a GD, vista anteriormente).

Figura 16 - Imagens de usinas de GD, GC fotovoltaica e GC por sistemas de concentração solar



- 1 - Foto do programa Minha Casa Minha Vida em Juazeiro/BA (CAIXA ECONÔMICA FEDERAL, 2016).
 - 2 - Foto da UFV São Pedro II e IV em Bom Jesus da Lapa/BA (ATLAS RENEWABLE ENERGY, 2019).
 - 3 - Foto da usina PS20 em Sanlúcar la Mayor, província de Sevilha na Espanha (ABENGOA, 2019).
- Fonte: Elaboração própria.

4.4.1 Custos de Investimento em Usina Solar Fotovoltaica Centralizada

Chung *et al.* (2015) subdividiu o custo total de implantação de uma usina solar fotovoltaica centralizada em 10 componentes, quais sejam (i) módulo solar fotovoltaico, que é o principal componente de custo; (ii) inversores, que convertem a geração dos arranjos solares fotovoltaicos de corrente contínua para corrente alternada (padrão da indústria elétrica); (iii) estrutura de suporte dos módulos solares, fixo ou móvel (rastrea a direção do sol), que em conjunto com os módulos e agrupado em fileiras compõe o arranjo fotovoltaico; (iv) BoS, que engloba todos os componentes de um sistema fotovoltaico que não sejam os módulos fotovoltaicos, inversores e a estrutura, necessários para complementar o sistema da usina; (v) custo de mão-de-obra direta de instalação da usina; (vi) custos e lucro da empresa de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC)²⁸, incluindo custos com instalação da linha de transmissão e subestação relacionada; (vii) impostos; (viii) contingência (4% dos custos diretos de EPC); (ix) custos diretos de desenvolvimento²⁹; e (x) custos indiretos de desenvolvimento³⁰ (“*overhead costs*”).

A estrutura que suporta os módulos fotovoltaicos merece destaque na composição de investimento de uma usina fotovoltaica, uma vez que a estrutura móvel, apesar de ser mais custosa e aumentar custos de mão-de-obra para montagem e EPC, por rastrear o movimento do sol, proporciona melhor aproveitamento do recurso primário, aumentando a produção da usina. De fato, a estrutura móvel, com um eixo (Leste-Oeste), predomina como estrutura mais utilizada em usinas solares centralizadas, inclusive no Brasil.

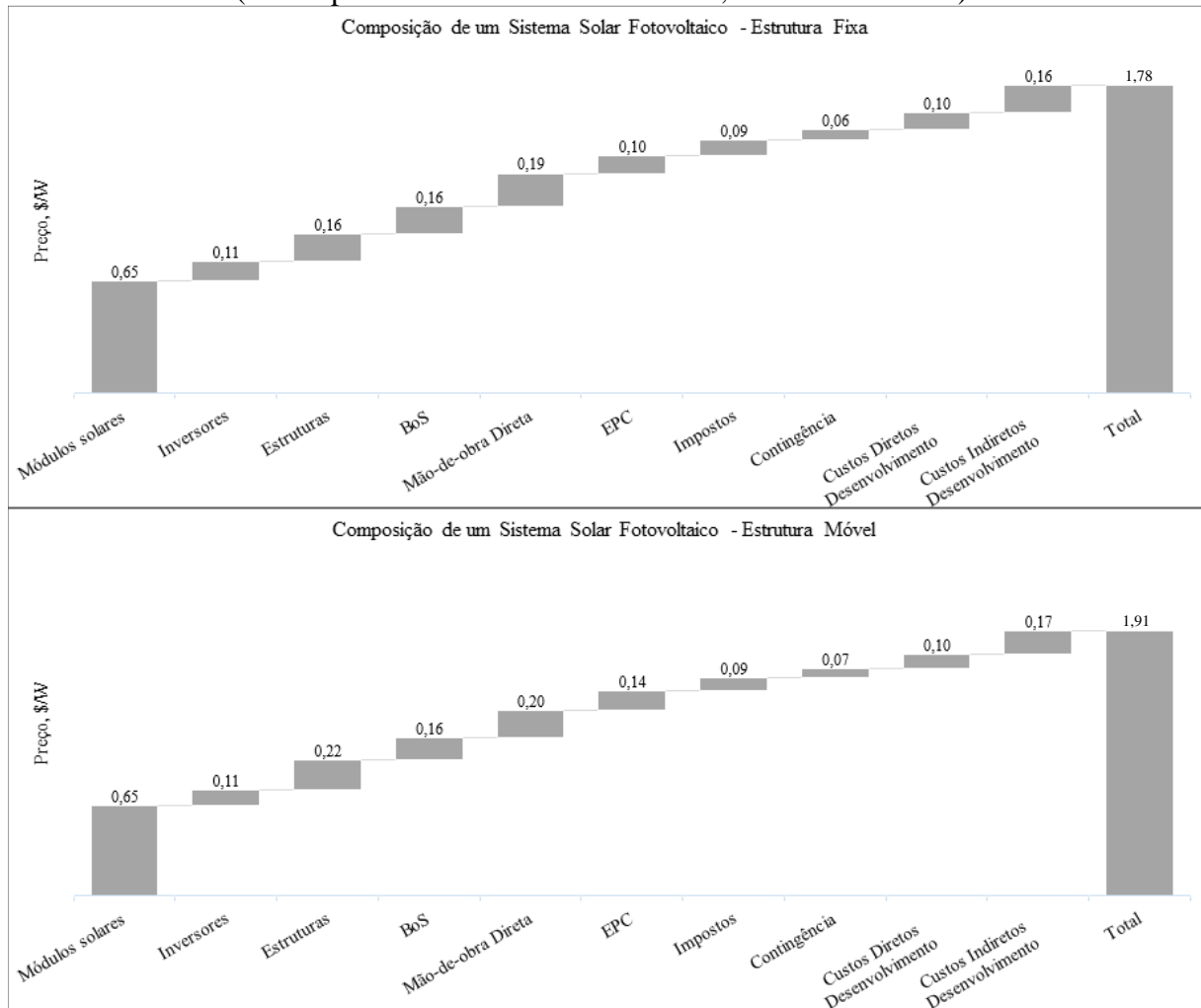
Logo, Chung *et al.* (2015) teve o cuidado de diferenciar os custos de usinas solares entre aquelas que utilizam estrutura fixa e estrutura móvel de um eixo. Como resultado, a Figura 17 apresenta a composição de custo de investimento de uma usina solar fotovoltaica, com escala de 100 MW de potência instalada, no ano base de 2015, por tipo de estrutura.

²⁸ EPC é uma forma particular de contratação pela qual o contratado é responsável por todas as atividades desde a concepção, aquisição, construção, comissionamento e entrega do projeto para o contratante.

²⁹ Custos associados à obtenção do controle legal do site, custos de registro da terra, incluindo atividades relacionadas à obtenção de permissões de uso da terra, custos ambientais, incluindo emolumentos, estudos e cumprimento de condicionantes da licença, e custos das autorizações, taxas e estudos relacionados a interconexão.

³⁰ Inclui despesas gerais cobrindo folha de pagamento, instalações e outras despesas em funções administrativas, financeiras, jurídicas, de tecnologia da informação e outras funções corporativas.

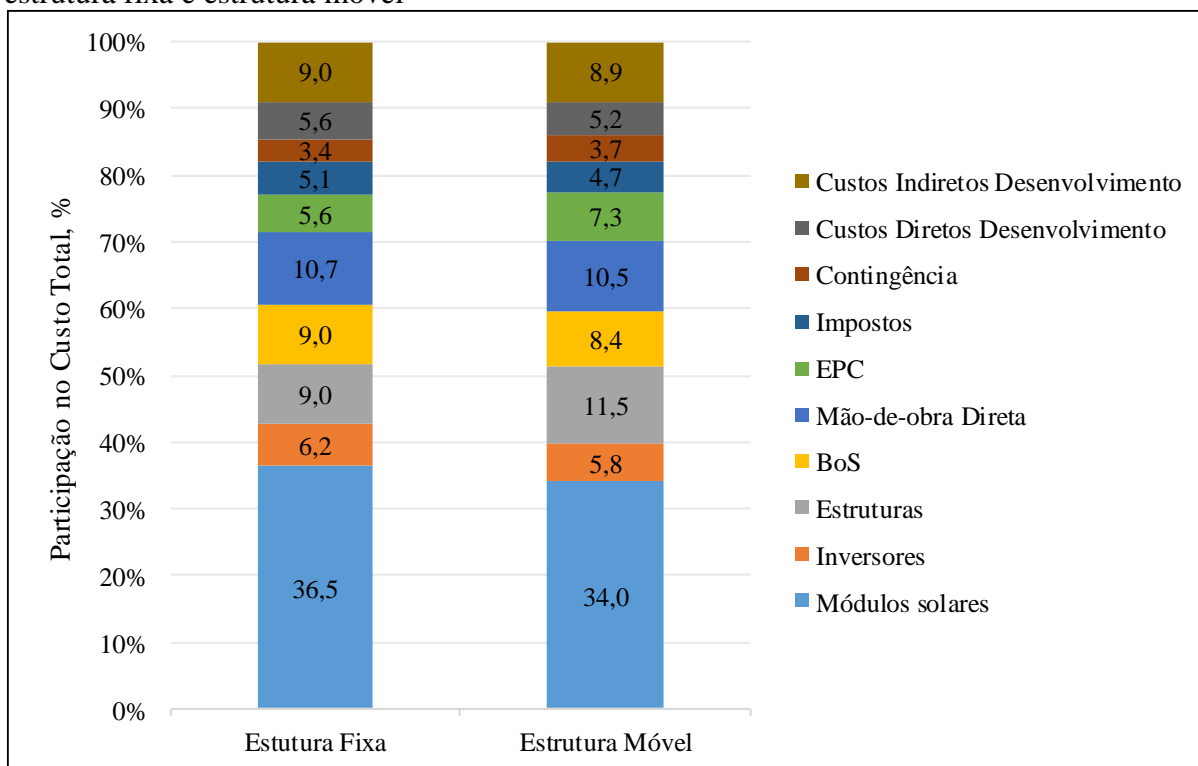
Figura 17 - Composição de custos de investimento de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e estrutura móvel (média ponderada dos Estados Unidos, UFV de 100 MW)



Fonte: Elaboração própria a partir de Chung et al. (2015, p. 29)

A Figura 18 apresenta a participação percentual de cada componente na composição do custo total de investimento de uma UFV típica, comparando usina com estrutura fixa com usina de estrutura móvel.

Figura 18 - Composição percentual de custos de investimento de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e estrutura móvel



Fonte: Elaboração própria a partir de Chung et al. (2015, p. 29)

Observa-se que o módulo fotovoltaico é com folga o componente de maior peso na composição de investimento de uma usina solar, correspondendo entre 34% a 36,5% de seu custo total, motivo pelo qual a tecnologia por trás deste componente – principalmente das células solares que são o coração deste equipamento – merece uma análise mais detalhada.

As células solares são montadas em módulos fotovoltaicos como parte de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica a partir da luz solar. O silício cristalino (c-Si) é o principal material semicondutor que compõe as células solares. Como o próprio nome sugere, o silício cristalino é a forma cristalina do silício, seja na forma de silício multicristalino (multi-Si), constituído por pequenos cristais, ou por silício monocristalino (mono-Si), um cristal contínuo.

As tecnologias de células fotovoltaicas ainda são classificadas em três gerações, dependendo do material básico usado e seu nível de maturidade comercial (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2016b):

- (i) Sistemas fotovoltaicos de primeira geração (totalmente comerciais): utilizam tecnologia de silício cristalino, conforme exposto acima.
- (ii) Sistemas fotovoltaicos de segunda geração: baseiam-se em tecnologias fotovoltaicas de filmes finos e incluem geralmente três famílias principais: 1)

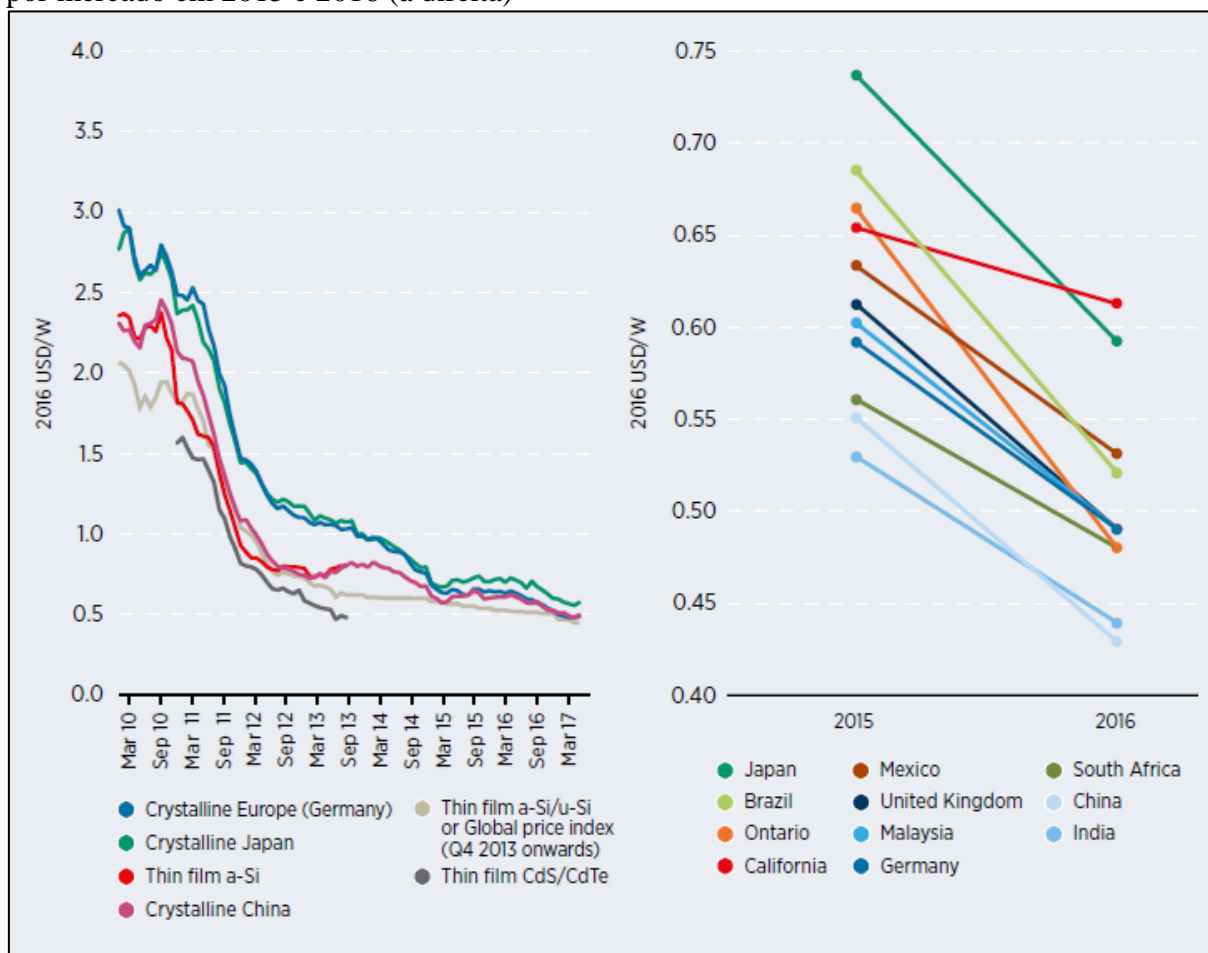
silício amorfo (a-Si) e micromorfo (a-Si / μ c-Si); 2) *Cadium-Telluride* (CdTe); e 3) Cobre-Índio-Seleneto (CIS) e Cobre-Índio-Gálio-Diselenide (CIGS). Eles são chamados de “filme fino”, porque os materiais semicondutores usados para a produção da célula têm apenas alguns micrômetros de espessura. Essas tecnologias estão sendo implantadas em escala comercial, mas ainda em baixos volumes.

- (iii) Sistemas fotovoltaicos de terceira geração: incluem tecnologias que ainda estão em fase de demonstração ou ainda não foram amplamente comercializadas, bem como novos conceitos ainda em desenvolvimento, como células fotovoltaicas orgânicas.

De fato, módulos fotovoltaicos baseados em células de silício cristalino dominam o mercado fotovoltaico, com participação de pelo menos 90% das novas instalações solares nos últimos anos. Isso ocorre porque o status comercial, a eficiência relativamente alta e o baixo custo os tornam muito mais competitivos que as demais tecnologias (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2016b).

A respeito da evolução dos preços e da eficiência dos módulos solares fotovoltaicos, calcula-se que os preços dos módulos fotovoltaicos continuarão a cair enquanto sua eficiência continuará a aumentar vertiginosamente. De acordo com previsões da IRENA (2016b), até 2025 os custos dos módulos fotovoltaicos cristalinos situar-se-ão entre 0,28 e 0,46 USD/W, assumindo o cenário que prevê a capacidade fotovoltaica instalada acumulada em 2030 no patamar de 1.750 a 2.500 GW, com taxas de aprendizagem de 18 a 22%, enquanto que a eficiência do módulo fotovoltaico deve aumentar de 16% em 2015 para 19,5% em 2025 nos módulos de silício multicristalino (um aumento de 22%), e de 17% para 21,5% nos módulos monocristalinos (um aumento de 26%), nesse mesmo período. A Figura 19 apresenta de forma clara a redução dos preços médios de módulos fotovoltaicos ao redor do mundo.

Figura 19 - Preços médios mensais do módulo fotovoltaico solar europeu por tecnologia e fabricante, de março de 2010 a maio de 2017 (à esquerda), e preços médios anuais dos módulos por mercado em 2015 e 2016 (à direita)



Fonte: IRENA (2018a, p. 62)

Face ao exposto, fica evidente que tecnologia solar, assim como a tecnologia eólica, tende a se tornar ainda mais competitiva nos próximos anos, uma vez que as previsões indicam a continuidade do aumento de eficiência dos módulos solares e diminuição de seus preços, além da oportunidade de salto tecnológico (*breakthrough*) com a viabilização da 2ª e 3ª geração de sistemas fotovoltaicos.

O capítulo seguinte, especificamente na subseção que tratará da conduta de oferta e preços da indústria eólica e solar fotovoltaica, desmonstra como a evolução tecnológica e outros fatores contribuíram para redução de preços da energia elétrica eólica e solar fotovoltaica.

5. O CASO DA INDÚSTRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA: APLICAÇÃO DO MODELO ECD

A partir das variáveis apresentadas no modelo ECD pode-se realizar um diagnóstico da indústria de geração de energia eólica e solar fotovoltaica, entender a concentração de mercado deste setor e como o regulador a influenciou.

Nas subseções seguintes é analisada a estrutura, particularmente a concentração de mercado, a conduta e o desempenho da indústria alvo deste estudo, sempre com o cuidado de observar como a regulação pode ter afetado cada uma destas dimensões do modelo ECD. A última subseção apresenta conclusões sobre a aplicação do modelo ECD no caso estudado, buscando responder à pergunta que norteou a pesquisa.

5.1 MODELO ECD: ESTRUTURA

A análise da estrutura de mercado foi dividida em quatro dimensões a serem analisadas nas subseções a seguir, quais sejam: concentração de mercado, barreira à entrada, barreira à saída e o controle sobre práticas verticais pelo regulador.

5.1.1 Concentração de mercado

Resende e Boff (2002) afirmam que o uso de indicadores para medir a concentração de um determinado mercado é uma forma sintética e objetiva de se medir a concentração existente em um dado mercado. Tendo em vista que a concentração de mercado é o elemento principal da estrutura industrial, a presente pesquisa parte das medidas de concentração de mercado e sua evolução ao longo dos anos para dar início a análise de todo o modelo ECD.

Para realizar a análise de concentração do mercado de geração de energia eólica e solar fotovoltaico no Brasil, primeiramente, é necessário definir a abrangência da análise e o corte temporal que atendam o objetivo da pesquisa.

Nesse sentido, a pesquisa abrangerá as usinas eólicas e solares fotovoltaicas contratadas na chamada pública ocorrida no âmbito do PROINFA e comercializadas no âmbito dos leilões regulados federais, ou seja, o estudo se limitará a analisar os indicadores de concentração do ACR. É sabido que há usinas eólicas, e bem recentemente usinas solares fotovoltaicas, comercializadas no ACL, contudo, a pesquisa se foca no mercado regulado uma vez que este mercado ainda é o principal agente de expansão da matriz elétrica brasileira. Além disso, o mercado regulado possui características desejáveis para análise de competição de mercado

como a capacidade de expor os agentes geradores a um ambiente competitivo e com menor assimetria de informação (leilão público), tendo em vista que sua organização é orquestrada por entes da administração pública, fundamentalmente MME e ANEEL, *a priori*, respeitando o princípio da ampla concorrência e a transparência pública.

A respeito do corte temporal, foram selecionados três períodos, em intervalos de 5 anos: (i) usinas contratadas até 31/12/2008, ou seja, no ano anterior ao primeiro leilão de energia de reserva com produto específico eólico, de tal modo que este primeiro corte temporal considera apenas as usinas contratadas no PROINFA; (ii) usinas contratadas até 31/12/2013, 5 anos após o período inicial, e no ano anterior ao primeiro leilão de energia de reserva com produto específico solar fotovoltaico; e (iii) usinas contratadas até 31/12/2018, 5 anos após o período intermediário, marcado pela participação expressiva de empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos.

Conforme visto anteriormente no capítulo de material e métodos, a capacidade instalada de usinas eólicas e solares fotovoltaicas contratadas no PROINFA e em leilões regulados foi o parâmetro utilizado no cálculo dos indicadores de concentração de mercado.

Ao todo, foram identificados e classificados o grupo econômico de 906 usinas, entre eólicas e solares fotovoltaicos, desde empreendimentos contratados no âmbito do PROINFA até vencedores de leilões de energia de reserva e leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração realizados até final de 2018, especificamente, a linha de corte se deu no 28º Leilão “A-6”, de 2018 (LEN A-6/2018).

Face ao exposto, a Tabela 4 apresenta os índices de concentração calculados e o número de grupos econômicos classificados.

Tabela 4 - Índices de Concentração das Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas

Ano	2008	2013	2018
CR4 (%)	73	30	26
CR8 (%)	93	48	40
IHH	1881	425	343
N	13	50	76

CR₄ razão de concentração dos quatro maiores grupos econômicos; CR₈ razão de concentração dos oito maiores grupos econômicos; IHH é o índice de Hirschman-Herfindahl; e N é o número de grupos econômicos que se sagraram vencedores do PROINFA e dos leilões regulados.

Fonte: Elaboração própria.

Em 2008, havia uma elevada concentração de mercado, de modo que os maiores quatro grupos econômicos eram detentores de cerca de três quartos de toda a capacidade instalada de

empreendimentos eólicos no Brasil. Até o final de 2013, os indicadores de concentração caem drasticamente, de tal forma que os quatro grupos econômicos com maior fatia de mercado passam a deter 30% da capacidade instalada nacional, enquanto que os oito maiores grupos detêm 48% deste mercado. Em 2018, tanto o CR4 quanto o CR8 apontam tendência de queda de concentração de mercado, variando, respectivamente, de 30% para 26% e de 48% para 40%.

De acordo com o *The United States Department of Justice* (2010), o IHH menor que 1500 caracteriza um mercado não-concentrado, entre 1.500 e 2.500 caracteriza um mercado moderadamente concentrado, e acima de 2.500 pontos caracteriza um mercado concentrado (IHH igual a 10.000, seria um monopólio). Adotando esta classificação cartesiana, pode-se considerar que em 2008 o mercado alvo do estudo era **moderadamente concentrado**, enquanto que no final de 2013 e de 2018 ele pode ser classificado como mercado **não-concentrado**.

Por fim, a Tabela 4 também indica o aumento do número de grupos econômicos ao longo do período selecionado. De 2008 para 2013, observa-se o aumento de 13 para 50 grupos econômicos atuando no mercado de energia eólica e solar fotovoltaica, incremento de 285%, e mesmo considerando o período de 2013 a 2018, período com leilões regulados bem estabelecidos, observa-se elevado incremento no número de grupos econômicos, 52%.

Os resultados expostos acima pelos índices de concentração mercado indicam que a regulação, de forma mais abrangente as regras dos leilões regulados, não conduziram a concentração de mercado no setor eólico e solar fotovoltaico, uma vez que se observa diminuição de todos os indicadores de concentração e aumento do número de grupos econômicos controladores de empresas de geração ao longo dos anos.

5.1.2 Barreira à entrada

Segundo legislação do setor, a ANEEL deve equilibrar os requisitos, exigências e garantias que englobam as autorizações, editais de leilões e contratos do SEB, de modo que barreiras à entrada e barreiras à saída do mercado de energia elétrica penalizem apenas os empreendedores oportunistas, ou seja, agentes de mercado que atuam com má-fé, levando ao atraso ou não realização de projetos de geração e, assim, comprometendo o suprimento energético nacional (como se refere a ANEEL, estes agentes prestam um desserviço à sociedade).

A ANEEL é responsável pela regulação dos monopólios naturais, mas também das autorizadas a explorarem a geração e comercialização de energia elétrica, segmentos competitivos do setor elétrico. Logo, o primeiro passo regulatório para implantação de um

empreendimento de geração é se tornar um autoprodutor ou PIE eólico ou solar fotovoltaico, por meio de outorga de autorização emitida pela Agência Reguladora, no caso de comercialização de energia destinada ao ACL, ou pelo MME, no caso de comercialização de energia destinada ao ACR.

Nesse sentido, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 391/2009³¹, a Resolução Normativa ANEEL 676/2015³² e as Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017), os requisitos para emissão de outorga de autorização para empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos são:

- Licença Ambiental compatível com etapa do projeto (pelo menos a Licença Prévia);
- Informação de Acesso emitida pelo ONS, no caso do ACL, ou conexão em área com margem de escoamento no caso de leilões com data de suprimento inferior a 4 anos;
- Arranjo geral da usina e diagramas elétricos unifilares simplificados da rede de média e alta tensão;
- Para usinas eólicas: Estudo simplificado contendo os dados, de pelo menos 3 anos, referentes às leituras de velocidade e direção do vento, histogramas, frequências de ocorrência e curva de duração, incluindo localização das torres de medição, além de certificação de medições anemométricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados de pelo menos 3 anos.
- Para usinas eólicas: Ciência de Proposta de Implantação de Novo Parque Eólico, cuja região de interferência (região que dista de 20 vezes a altura máxima da pá, considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10%) abranja área de outro parque eólico já outorgado.
- Para usinas solares fotovoltaicas: Estudo simplificado contendo os dados, do local do empreendimento, de pelo menos 1 ano, referentes às leituras de irradiação global horizontal, ou de irradiância global, difusa e direta – podendo

³¹ Estabelece os requisitos à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, e registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

³² Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas, bem como os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

ou a componente difusa ou a componente direta ser calculada, além de sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente.

- Memorial Descritivo do empreendimento eólico ou solar fotovoltaico, aplicável apenas para o ACR;
- Comprovação do direito de usar ou dispor do local a ser destinado à implantação do empreendimento eólico ou solar, por meio da matrícula do Registro Geral de Imóveis – RGI, condição esta aplicável apenas para o ACR, uma vez que no ACL é necessário a assinatura pelo empreendedor de declaração de direito de uso do local onde será implementado o empreendimento;
- Cronograma físico de implantação do empreendimento; e
- Aporte de Garantia de Fiel Cumprimento no valor de 5% do total do investimento da usina, sendo aceito as modalidades: (i) seguro garantia, (ii) carta fiança, (iii) caução, e (iv) títulos do tesouro nacional. Esta condição é aplicável a usinas eólicas no ACL ou ACR e apenas para usinas solares fotovoltaicas no ACR.

Isto posto, evidencia-se que há custos irrecuperáveis no desenvolvimento de um projeto eólico e solar fotovoltaico até a emissão da sua outorga de autorização, marco que permite o empreendimento iniciar sua construção. Estes custos irrecuperáveis incluem gastos com arrendamento de terra, instalação, operação e manutenção de medidores anemométricos ou solarimétricos, que devem ter uma configuração determinada pela ANEEL e/ou EPE, gastos com estudos ambientais necessários para emissão da licença ambiental prévia, estudos de conexão necessários para emissão de Informação de Acesso, além de documentos técnicos do projeto e de seu sistema elétrico.

Além disso, ainda há o custo de emissão de apólice de seguro para cobrir a garantia de fiel cumprimento ou custo de oportunidade do depósito da caução ou carta fiança bancária (esta que compromete o limite de crédito da empresa e, geralmente, exige depósitos mínimos na instituição bancária emissora). Ressalta-se que a Garantia de Fiel Cumprimento está vinculada ao cronograma físico de implantação do empreendimento, assim, empreendedores menores observam mais uma barreira para expansão de seu portfólio de projetos de geração, haja vista que sua capacidade de emissão de seguro garantia e/ou carta fiança, modalidades de aporte mais utilizadas, é limitada. A barreira financeira imposta pelo regulador, como aporte de Garantia de

Fiel Cumprimento igual a 5% do valor do investimento da usina, ou mesmo tempo mínimo de medições de recurso eólico ou solar, não impediram novos entrantes e a ampliação do número de grupos econômicos vencedores nos leilões regulados.

Dessa forma, a principal barreira à entrada de um empreendedor seria o investimento inicial necessário, *sunk cost*, até a etapa de maturação do empreendimento eólico ou solar fotovoltaico para sua participação em leilão ou venda no ACL. Logo, pode-se considerar **baixa** a barreira à entrada regulatória, não sendo identificada barreira à entrada institucional que restrinja novos entrantes no mercado eólico e solar fotovoltaico, pelo contrário, é garantido o livre acesso de consumidores e geradores ao sistema elétrico nacional, como princípio legal.

Possas *et al* (1998, p. 16) defende que “a simples remoção de limitações ao acesso aos mercados que dependem dos serviços de rede e mesmo a eliminação de barreiras à entrada institucionais à entrada nos mercados de serviços de infraestrutura não garantem a competição nesses mercados”. Desse modo, os autores argumentam que no caso de setores de infraestrutura, caracterizado por apresentarem consideráveis *sunk costs*, a simples retirada das barreiras à entrada institucionais não é garantia que o poder de mercado será diluído ou ameaçado pela entrada de novos competidores, uma vez que as vantagens competitivas detidas pelos agentes existentes, tais como tamanho da rede, conhecimento dos usuários, porte financeiro, etc, tornam-os capazes de manter sua posição de poder de mercado.

Nesse contexto, o regulador pode adotar outras formas de combate a condutas anti-competitivas, como controle sobre práticas verticais, que será analisado na subseção 5.1.4. Na próxima subseção é abordada a barreira à saída regulatória, importante ferramenta de coerção e controle do regulador.

5.1.3 Barreira à saída

A barreira à saída é causada por custos irrecuperáveis para se encerrar um negócio, de tal forma que a empresa pode se manter no mercado mesmo quando se encontra abaixo do custo médio de longo prazo, devido ao alto custo de saída. A regulamentação, principalmente duras penalidades e ressarcimentos contratuais, é uma barreira à saída que deve ser levada em consideração pelo investidor no setor elétrico.

No caso em estudo, uma empresa que deseja sair do setor de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica estará sujeita a penalidades impostas pela ANEEL ou assumidas contratualmente, caso tenha atingido o estágio de possuir outorga de autorização e/ou

compromisso contratual de construção do empreendimento, diferenciando-se as exigibilidades e obrigações de usinas no ACL daquelas no ACR.

A desistência de construção do empreendimento sem um motivo de caso fortuito ou força maior ensejará, *a priori*, execução da Garantia de Fiel Cumprimento aportada junto à Agência Reguladora.

Além disso, os empreendedores que negociarem em leilões de energia federais e desistirem de implementar o projeto estão expostos as penalidades do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) ou do Contrato de Energia de Reserva (CER), a depender do leilão, que geralmente impõe indenização por rescisão contratual igual ao mínimo dentre: o valor de um ano (no caso de leilões de reserva) a três anos (no caso de leilões de energia nova) de receita fixa da usina; e o valor correspondente a 30% da receita remanescente entre a data de resolução e a data de término do contrato. Nesse caso, como trata-se de licitação pública, a empresa titular da usina ainda está sujeita a penalidades da Lei 8.666, de 1993, que institui normas para licitações e contratos da Administração Pública, como a aplicação de multa de até 10% do valor da licitação (no caso, valor do investimento total no projeto de geração) e a proibição de até dois anos dos controladores da empresa titular de outorga de autorização participarem de licitação pública.

Normalmente, contratos de compra e venda de energia elétrica no ACL dispõem de cláusula de penalidade por rescisão contratual antecipada sem consenso entre as partes (rescisão unilateral), geralmente com multa tão dura quanto a estabelecida no ACR. Claramente, há maior flexibilidade de negociação entre as partes privadas, porque a ANEEL tende a ser mais dura ao definir as regras de um CCEAR ou CER.

O regulador, além da obrigação de atender a legislação/formalidade que rege a Administração Pública, também se preocupa em evitar rescisões que deem sinal regulatório de prêmio a investidores oportunistas, que agem de má-fé, ou até para aqueles que agem de boa-fé mas que não precificaram corretamente seu risco ou assumiram risco demasiadamente elevado e não conseguiram, assim, honrar seus compromissos contratuais. Também existe a preocupação do Regulador em criar casos precedentes e brechas para pedidos de resolução de contratos em massa no setor, podendo causar um distúrbio à ordem pública.

Caso a empresa titular da usina eólica e solar fotovoltaica tenha firmado Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – (CUSD), exigência para garantia de escoamento de sua produção no SIN, obrigação esta que uma usina em operação comercial certamente terá se comprometido, ela ainda estará sujeita a penalização adicional. Essa penalidade pode ser tão dura quanto a execução de Garantia de Fiel

Cumprimento, a depender do valor da tarifa de uso do fio e se a conexão se dá na rede de transmissão ou de distribuição de energia elétrica.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL 666, de 2005³³, para usinas conectadas à rede de transmissão, o empreendedor que rescindir seu CUST deverá pagar os encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) referentes aos 3 anos subsequentes à data de rescisão ou do início de execução do CUST, caso o contrato ainda não esteja em execução.

No caso de gerador conectado à rede de distribuição, a Resolução Normativa 414/2010³⁴ estabelece que o encerramento contratual antecipado implica a cobrança do valor correspondente aos faturamentos da demanda contratada subsequentes à data prevista para o encerramento contratual. Como, geralmente, o CUSD tem vigência de 12 meses para o grupo alta tensão, com prorrogação automática por igual período, o custo irrecuperável de rescisão do contrato de conexão para desativar usina conectada à rede de distribuição é menor que o mesmo custo de usina conectada à rede de transmissão.

Todavia, o empreendedor poderá sair do mercado por meio de alienação de ativos, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 484, de 2012³⁵, que estabelece que a alteração de controle societário de usinas eólicas e solares fotovoltaicas é previamente anuída pela ANEEL. Nesse cenário, o empreendedor teria que encontrar um investidor interessado em assumir todas as responsabilidades de implementação, operação e manutenção da usina até o final de sua outorga de autorização e firmar um negócio de transferência do controle acionário da SPE titular da outorga de autorização, desse modo, o empreendedor sairia do mercado sem sofrer sanções do regulador.

O valor residual dos ativos que compõem a central geradora após seu período de outorga pode se tornar um outro custo irrecuperável a ser considerado pela indefinição do que fazer e como a regulação tratará deste resíduo. De fato, o Brasil ainda não tem histórico de descomissionamento de usinas eólicas e solares fotovoltaicas no final da vida útil da central geradora ou de seu prazo de autorização (35 anos), sendo ainda incerto se a Agência Reguladora ou o Órgão Ambiental poderia exigir o descomissionamento e a liberação da área do empreendimento após o fim do prazo de outorga (o que fazer com os equipamentos principais, como aerogeradores e módulos fotovoltaicos, dificilmente reaproveitáveis, é incerto).

Sobre este assunto, a presidente da ABEEólica, Elbia Melo, afirma que “os primeiros parques eólicos completarão 20 anos somente em 2027, porém as atuais considerações para

³³ Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências.

³⁴ Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

³⁵ Estabelece os procedimentos a serem adotados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica para obtenção de anuência à transferência de controle societário.

estes estudos estão relacionados à repotenciação e *retrofit* dos empreendimentos, assim como ocorre em usinas de geração de energia elétrica de outras fontes; nos próximos anos será possível detalhar melhor os resultados destas discussões” (Canal Jornal da Bioenergia, 2014). Portanto, a indefinição do reaproveitamento ou descomissionamento dos equipamentos de usinas eólicas e solares fotovoltaicas pode ser definida como mais uma barreira à saída neste setor.

A Tabela 5 resume as principais barreiras à saída aplicáveis a usinas eólicas e solares fotovoltaicas, sob o ponto de vista regulatório.

Tabela 5 - Resumo das barreiras à saída de empresas titulares de usinas eólicas e solares fotovoltaicas

Descrição da barreira à saída	Custo irrecuperável	Estágio da usina	Aplicável a usina no	
			ACR	ACL
Execução da Garantia de Fiel Cumprimento	até 5% do CAPEX	Em construção	Sim	Sim, para eólica
Rescisão do CER e CCEARs	Mínimo dentre os valores referentes a 1-3 anos de receita da usina e 30% da receita contratual remanescente	Contrato assinado	Sim	Não
Rescisão de PPA entre firmas	Depende caso a caso	Contrato assinado	Não	Sim
Multa da Lei 8666/1993 (Edital do leilão)	até 10% do CAPEX	Vencedora de licitação	Sim	Não
Proibição de participar de licitações públicas	até 2 anos de suspensão	Vencedora de licitação	Sim	Não
Rescisão do CUST para usinas conectadas à rede de transmissão	3 anos do montante de uso da rede de transmissão	CUST assinado	Sim	Sim
Rescisão do CUSD para usinas conectadas à rede de distribuição	até 12 meses do montante de uso da rede de distribuição	CUSD assinado	Sim	Sim
Valor residual da usina no final da autorização	Valor residual negativo: necessidade de descomissionar a central geradora	Final da autorização	Sim	Sim

Fonte: Elaboração própria

Assim sendo, a barreira à saída é **alta** para empresas titulares de usinas eólicas e solares fotovoltaicas que agirem de forma oportunista ao não cumprirem suas obrigações ou derem causa à resolução antecipada de contratos de suprimento e conexão.

5.1.4 Controle sobre práticas verticais

Pelas características próprias do produto eletricidade, como não estocabilidade, instantaneidade entre produção e consumo e sua interdependência sistêmica, na segunda metade do século XX a indústria de energia elétrica era organizada por meio de empresas integradas verticalmente e operando em regime de monopólio (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2016). Contudo, o modelo de organização do setor elétrico mundial evolui para empresas

desverticalizadas, com regulação sobre o monopólio natural e competição para os demais ramos desta indústria, como geração e comercialização de energia elétrica.

No Brasil, o Projeto RE-SEB em 1994 e 1995 se baseou justamente na desverticalização do setor com a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com regras estabelecidas individualmente entre estes ramos.

Em um esforço adicional de desverticalização do SEB, a Lei 10.848, de 2004, estabeleceu novos marcos de desverticalização do setor, com a chamada desverticalização das empresas de distribuição do SIN, atividade esta coordenada pela ANEEL com prazo de conclusão de 5 anos. De fato, a ANEEL concluiu em 2009 a análise dos últimos processos de reestruturação societária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, resultando na separação das atividades de geração e de transmissão e a transferência de participações acionárias agregadas à estrutura das distribuidoras.

Nada obstante, observa-se que as empresas do SEB se reorganizaram em grandes *holdings* especializadas no setor. Essas *holdings* possuem embaixo de sua estrutura empresas de prestação de serviços públicos (*utilities*), como concessionárias de distribuição e/ou transmissão, empresas autorizadas para exploração de centrais geradoras e para o negócio de comercialização de energia elétrica, sujeitas à competição de mercado, além de outras empresas correlatas que não necessitam de autorização do Poder Concedente ou órgão regulador, como prestadoras de serviços de operação e manutenção (O&M) no setor e, mais recentemente, até mesmo empresas integradoras de sistemas de GD.

Ocorre que, geradoras com *utilities – holdings* que detêm controle de concessionárias de distribuição, de transmissão ou geração de energia elétrica – tendem a ter maior poder de mercado que geradoras sem *utilities* em seu grupo econômico. Isso ocorre porque, geralmente, geradoras com *utilities* em sua *holding* possuem garantia corporativa mais robusta que geradoras sem *utilities*, se considerarmos, por exemplo, o fluxo de caixa de suas concessões, os direitos e ativos que podem ser concedidos como garantia e o baixo risco do negócio de distribuição e transmissão. Além disso, estas empresas detêm maior conhecimento do mercado de energia elétrica e até mesmo podem deter informação privilegiada, como conhecimento da necessidade de demanda a ser declarada pelas concessionárias de distribuição controladas por elas, influenciando sua estratégia em leilões regulados.

Para averiguar este poder de mercado classificou-se entre geradoras com *utilities* e geradoras sem *utilities* os 8 grupos econômicos com maior participação no mercado de geração de energia eólica e solar fotovoltaica até final de 2018, conforme classificação por grupo econômico realizado no início da subseção. A Tabela 6 sintetiza os resultados alcançados.

Tabela 6 - Grupos econômicos líderes de participação de mercado classificadas em geradoras eólicas e solares fotovoltaicos, com ou sem *utilities*, em 2018

Grupo econômico	Potência agrupada das usinas (MW)	Participação	Classificação
Enel	2.163	9,2%	Geradora com <i>utilities</i>
Renova Energia	1.424	6,1%	Geradora sem <i>utilities</i>
CPFL Renováveis	1.331	5,7%	Geradora com <i>utilities</i>
EDP Renováveis	1.103	4,7%	Geradora com <i>utilities</i>
EDF	934	4,0%	Geradora com <i>utilities</i>
Casa dos Ventos	862	3,7%	Geradora sem <i>utilities</i>
Eletrosul	832	3,5%	Geradora com <i>utilities</i>
Voltaia	728	3,1%	Geradora sem <i>utilities</i>
Outros	14.069	60,0%	-
Total: Geradoras com <i>utilities</i>	10.485	44,7%	-
Total: Geradoras sem <i>utilities</i>	12.961	55,3%	-

Fonte: Elaboração própria

A Enel, com sua subsidiária *Enel Green Power* é a líder em termos de potência instalada. Sem sombra de dúvidas, a empresa italiana é uma das maiores *holdings* do SEB, com ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Renova Energia enfrenta uma grave situação financeira, causando preocupação com o risco de inadimplência a seu principal credor, o BNDES (EXAME, 2019). A Renova é uma geradora sem *utilities*, mas que em sua estrutura acionária possui como principal controladora uma grande *holding* com *utilities*, a estatal mineira Cemig, dando o suporte e garantias necessárias para sua expansão.

A CPFL Renováveis é uma organização parente da CPFL Energia, assim como a EDP Renováveis é uma organização parente da EDP Brasil, sendo que o controle destas empresas foi adquirido por gigantes grupos chineses do setor de energia elétrica, respectivamente, a *State Grid Corporation of China* e a *China Three Gorges Corporation*. Fundamentalmente, além das grandes chinesas possuírem *utilities* de energia elétrica em seu país de origem, a própria CPFL Energia e a EDP Brasil possuem concessões de distribuição e transmissão no Brasil embaixo de suas *holdings*.

A *Électricité de France* - EDF é uma empresa estatal francesa, com *utilities* em seu país de origem, cuja classificação de geradora com *utilities* se deu por seu poder de mercado internacional no setor de energia elétrica, não sendo comparável a geradoras sem *utilities* locais.

A Casa dos Ventos é um exemplo de empresa nacional dedicada ao desenvolvimento de projetos eólicos e, mais recentemente, solares fotovoltaicos, que adquiriu grande participação de mercado por meio de captações no BNDES, parcerias com grandes consumidores, construção e venda de ativos para reinvestimento. Se destaca como um *outlier* nesta lista de

maiores empresas, por não apresentar um Estado nacional ou grande grupo econômico atuante no setor elétrico (nacional ou internacional) em sua estrutura de capital.

A Eletrosul é subsidiária direta do grupo Eletrobrás e, assim como Furnas e CHESF, possui controle direto ou controle cruzado em projetos de geração ao redor do Brasil (como caso do controle da CHESF sobre a empresa GPEXPAN). Assim, o poder de mercado da estatal Eletrobrás se estende ao setor eólico e solar fotovoltaico.

Por fim, a Voltalia é uma transnacional francesa com foco de atuação no setor de energias renováveis, genuinamente uma geradora sem *utilities*.

Observa-se que 44,7% de toda a potência instalada contratada de projetos eólicos e solares fotovoltaicos no Brasil em processos de concorrência pública e leilões regulados possuem em sua estrutura de capital *utilities* de energia elétrica.

Isto demonstra que apesar do fim da integração vertical no SEB, com o desmembramento contábil da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e do limite ao auto suprimento das distribuidoras, ainda existe uma integração organizacional e até mesmo a propriedade cruzada (*cross-ownerships*), com grandes holdings com ampla participação de mercado. Com efeito, uma restrição da ANEEL de forma austera à integração organizacional e a propriedade cruzada de empresas do SEB, poderia reduzir a oferta de projetos de geração de energia elétrica ou mesmo a concorrência em concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica.

De toda forma, a ANEEL cumpriu seu papel de efetivar a desverticalização do setor, não restringindo a propriedade cruzada de empresas atuantes no mercado concorrencial e em monopólios naturais, de modo que o mesmo grupo econômico pode ser detentor de concessões de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e de empresas atuantes no ramo de produção independente de energia elétrica e comercialização de energia, por exemplo. Conclui-se que há **alto** controle sobre práticas verticais, com imposição de desverticalização, mas **baixo** controle sobre propriedade cruzada (*cross-ownerships*) de empresas no setor.

O cenário desenhado acima traz implicações na conduta das empresas, como sua estratégia de preços, que será analisada na próxima subseção.

5.2 MODELO ECD: CONDUTA

A energia elétrica é o principal produto das usinas eólicas e solares fotovoltaicas – a despeito destas fontes também oferecerem atributos ambientais, socioeconômicos e etc. – sendo

este produto homogêneo com preço tomado pelo mercado brasileiro, fundamentalmente, baseado no Custo Mensal de Operação (CMO), no curto prazo, e no Custo Marginal de Expansão (CME), no longo prazo, a partir de modelos de otimização do sistema hidrotérmico brasileiro. Isto é, no Brasil, o preço de curto prazo e longo prazo da energia elétrica influencia a decisão dos agentes no mercado livre e a decisão do governo na alocação de demanda entre fontes de energia nos leilões regulados, além da análise do custo da tecnologia e disponibilidade de recursos primários (por exemplo, o governo brasileiro não compra por licitação energia maremotriz, eólica *onshore* ou geotérmica porque não há racional econômico que justifique a aquisição destas fontes com custo de aquisição bem acima do preço de energia prevista no curto prazo e longo prazo).

Assim, a conduta das empresas para maximização de lucro é direcionada para estratégia de liderança pela minimização do custo total. Esta estratégia exige foco na redução dos custos, com a busca constante pela otimização de projetos, incluindo a escolha das melhores localizações (*sites*) para sua instalação, ou seja, locais que apresentem alto recurso eólico ou solar, menor custo de locação ou aquisição do terreno e regularização fundiária e fácil acesso à rede de transmissão ou distribuição.

De maneira geral, as empresas também adotam um controle rígido de despesas gerais, com investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que resultem em inovações que beneficiem diretamente a produção de suas plantas ou redução de seus custos de modo a estabelecerem uma vantagem competitiva no setor.

Enquanto geradoras com *utilities* compartilham conhecimento com as demais empresas de seu grupo econômico, geradoras sem *utilities* tendem a adotar uma estrutura mais enxuta, terceirizando parte de seu corpo técnico. De fato, em ambas estruturas a conduta das firmas é pautada pela contratação direta de equipamentos principais da planta pela empresa titular do projeto de geração e contratação indireta dos demais componentes e serviços por intermédio de empresa de EPC.

Equipamentos principais são negociados diretamente pelos detentores dos projetos de geração, uma vez que desse modo o empreendedor consegue melhores condições de aquisição destes equipamentos que uma empresa de EPC contratada por ele, enquanto que as demais atividades de construção da usina são contratadas e realizadas de forma indireta por meio de empresa(s) especializada(s) na prestação de serviço de EPC. Na aquisição dos equipamentos principais, a proprietária do projeto consegue negociar melhores condições comerciais com os compradores (como garantias) e firmar acordos e parcerias comerciais de acordo com sua estratégia de longo prazo (exemplo do acordo comercial firmado no passado entre Engie e

Renova com a francesa Alstom para fornecimentos de aerogeradores³⁶), obtendo, assim, uma posição de menor custo frente a seus competidores (uma vantagem competitiva). Com isso, a empresa de geração obtém preços de energia elétrica mais competitivos para venda no ACL ou em leilões regulados.

Destaca-se que uma posição de baixo custo permite a empresa obter retornos acima da média, mesmo se houver um alto índice de competitividade (PORTER, 1979). Logo, o foco da conduta estratégica das empresas eólicas e solares fotovoltaicas é sustentar uma estrutura de custos que a permita obter uma vantagem competitiva em termos de margem de lucro em relação a seus concorrentes.

A estratégia das empresas líderes consiste em exercer seu poder de barganha e construir alianças e parcerias de médio e longo prazos com fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços, reduzindo, assim, o custo de desenvolvimento e implantação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas.

As líderes também mantêm parcerias com desenvolvedoras de projetos e investem recursos financeiros para manutenção de portfólio de projetos em diversos locais no Brasil. A reserva de mercado por meio da manutenção do direito de uso das terras necessárias à implantação dos projetos é uma estratégia comum das empresas, além da busca constante por áreas com maior disponibilidade de recurso primário – vento e irradiação solar, respectivamente, para projetos eólicos e solares fotovoltaicos – garantindo maior eficiência produtiva da planta e otimização da razão produção pelo custo de implantação, potencializando a rentabilidade do projeto.

Outro aspecto perseguido pelas empresas líderes do setor é o desenvolvimento de centrais geradoras próximas aos pontos de conexão, com menor extensão de linha de transmissão de interesse restrito da central geradora, uma vez que se observa substancial economia de CAPEX com a diminuição da extensão desta linha. Uma escala mínima de 90 a 120 MW por complexo solar ou eólico também é uma estratégia utilizada para diluir os custos fixos, como mobilização, montagem e manutenção do canteiro de obras.

Observa-se cooperação técnica e institucional no dia-a-dia das empresas eólicas e solares fotovoltaicas, uma vez que a estrutura de indústria de rede por si só demanda elevado grau de relacionamento entre agentes da rede, mas, também, elevada competitividade nos leilões regulados.

³⁶ Com a aquisição da Alstom pela General Electric em 2014/2015, a produção de aerogeradores Alstom foi descontinuada e substituída por aerogeradores GE.

Tendo em vista os aspectos expostos acima, a próxima subseção apresentará dados que evidenciam a conduta de oferta e preços da energia eólica e solar fotovoltaica nos leilões regulados.

5.2.1 Conduta de oferta e preços

A primeira medida de conduta das empresas que atuam no setor eólico e solar fotovoltaico se refere a oferta/expansão desta indústria, mensurada em termos de capacidade instalada, número de usinas, produção de energia elétrica, entre outros.

Pode-se afirmar que desde o PROINFA e, principalmente, do primeiro Leilão de Energia de Reserva com participação de produto eólico específico, em 2009, a instalação de usinas eólicas tem avançado rapidamente no Brasil, de modo que a fonte ocupou a terceira posição em termos de participação na matriz elétrica nacional, representando 9,1% da potência instalada nacional, em maio de 2019.

Neste mesmo período, as usinas solares fotovoltaicas, última fonte a ser introduzida em escala comercial no SEB, já representava 2 GW instalados, 1,3% da matriz elétrica nacional.. A Tabela 7 apresenta dados dos empreendimentos em operação comercial no Brasil por fonte, comparando os últimos dados disponibilizados pela ANEEL, em maio de 2019, com o período de dezembro de 2016, ano anterior ao início de suprimento do LER 2014, primeiro leilão com produto específico solar fotovoltaico.

Tabela 7 - Empreendimentos em Operação Comercial no Brasil por fonte, em 2016 e 2019

Fonte	dez/16			mai/19			Δ 2019/2016
	Quantidade	Potência Instalada (MW)	Fonte/ Total	Quantidade	Potência Instalada (MW)	Fonte/ Total	
Central Geradora Hidrelétrica	615	552	0,3%	700	713	0,4%	29,3%
Usina Eólica	451	11.032	6,8%	614	15.064	9,1%	36,5%
Pequena Central Hidrelétrica	433	4.967	3,1%	424	5.206	3,2%	4,8%
Usina Solar Fotovoltaica	51	176	0,1%	2.471	2.086	1,3%	1083,5%
Usina Hidrelétrica	219	101.169	62,3%	217	99.309	60,3%	-1,8%
Usina Termelétrica	2.926	42.503	26,2%	3.007	40.419	24,5%	-4,9%
Usina Termonuclear	2	1.990	1,2%	2	1.990	1,2%	0,0%
Total	4.697	162.390	100%	7.435	164.787	100%	1,5%

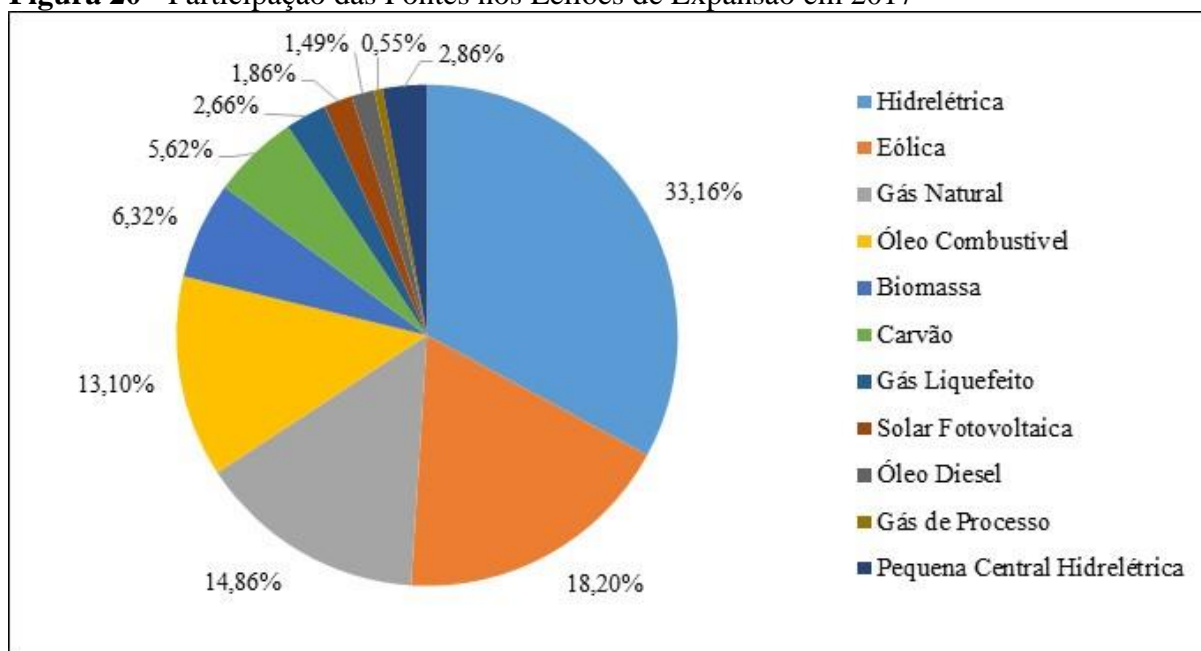
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a)

A Figura 20 apresenta a participação de cada fonte em termos de MW médio³⁷ na contratação de energia elétrica nos leilões de expansão, isto é, nos leilões destinados a novos

³⁷ Unidade de produção energética igual a energia produzida pela operação contínua de um megawatt de capacidade durante um período de tempo. O MW médio é calculado por meio da razão “MWh/h”, pela qual o “MWh” representa a energia produzida e “h” representa a quantidade de horas do período de tempo no qual a

projetos de geração de energia elétrica, como os leilões de energia nova, leilões de energia de reserva, leilões de fontes alternativas de energia elétrica e leilões estruturantes.

Figura 20 - Participação das Fontes nos Leilões de Expansão em 2017



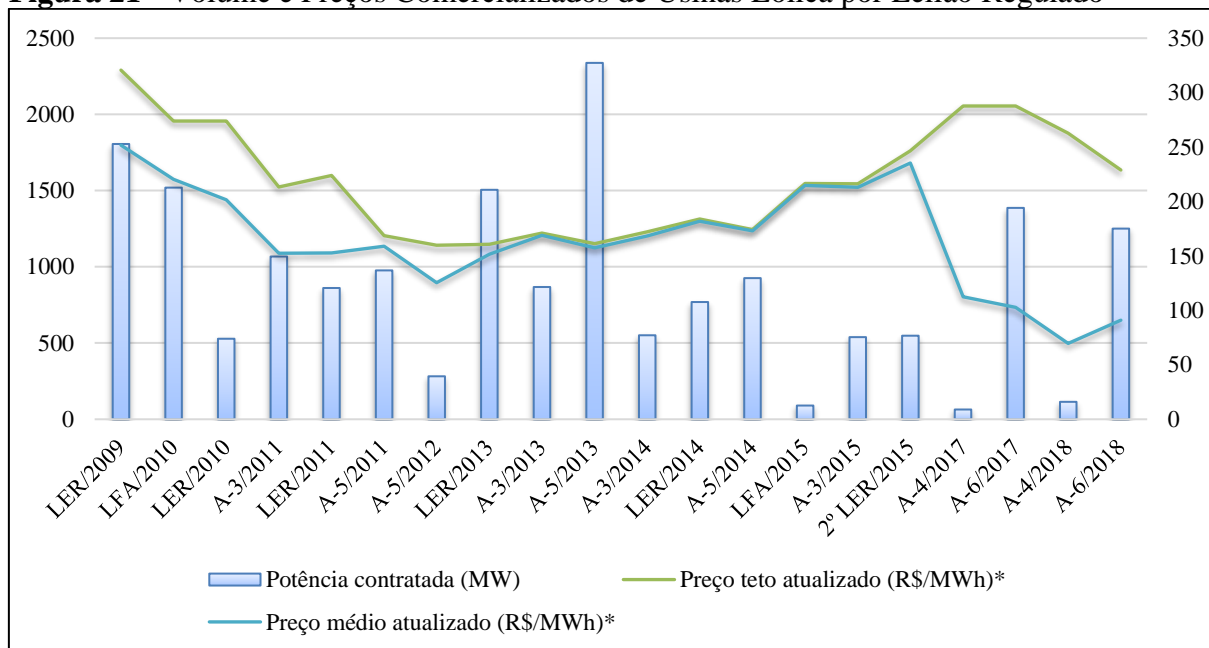
Fonte: Adaptado do InfoLeilão Dinâmico (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

Em 2017, da demanda total contratada nos leilões de expansão, a fonte eólica representou 18,20%, enquanto que a fonte solar fotovoltaica, com participação apenas nos anos de 2014 e 2015, haja vista que o leilão de 2016 foi cancelado, representou quase 2%. Logo, a fonte eólica e solar fotovoltaica juntas correspondem a 20,06% da energia contratada nos leilões de expansão federais realizados até 2017.

De 2009 a 2018, os empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos apresentaram reduções em seus preços de venda, sendo que em alguns períodos observou-se significativos deságios entre o preço contratado e o preço de referência (preço-teto) do leilão, evidenciando **conduta competitiva** entre as empresas que disputaram os certames do período.

A Figura 21 ilustra a evolução do volume de contratação, os preços médios e preços de referências de energia eólica nos leilões regulados, corrigidos pelo IPCA para dezembro de 2018.

referida quantidade de energia foi produzida. Normalmente, a medida é utilizada para definir o MW médio produzido num mês ou ano, sendo que no caso em questão é considerado o MW médio anual (sem efeitos da sazonalização).

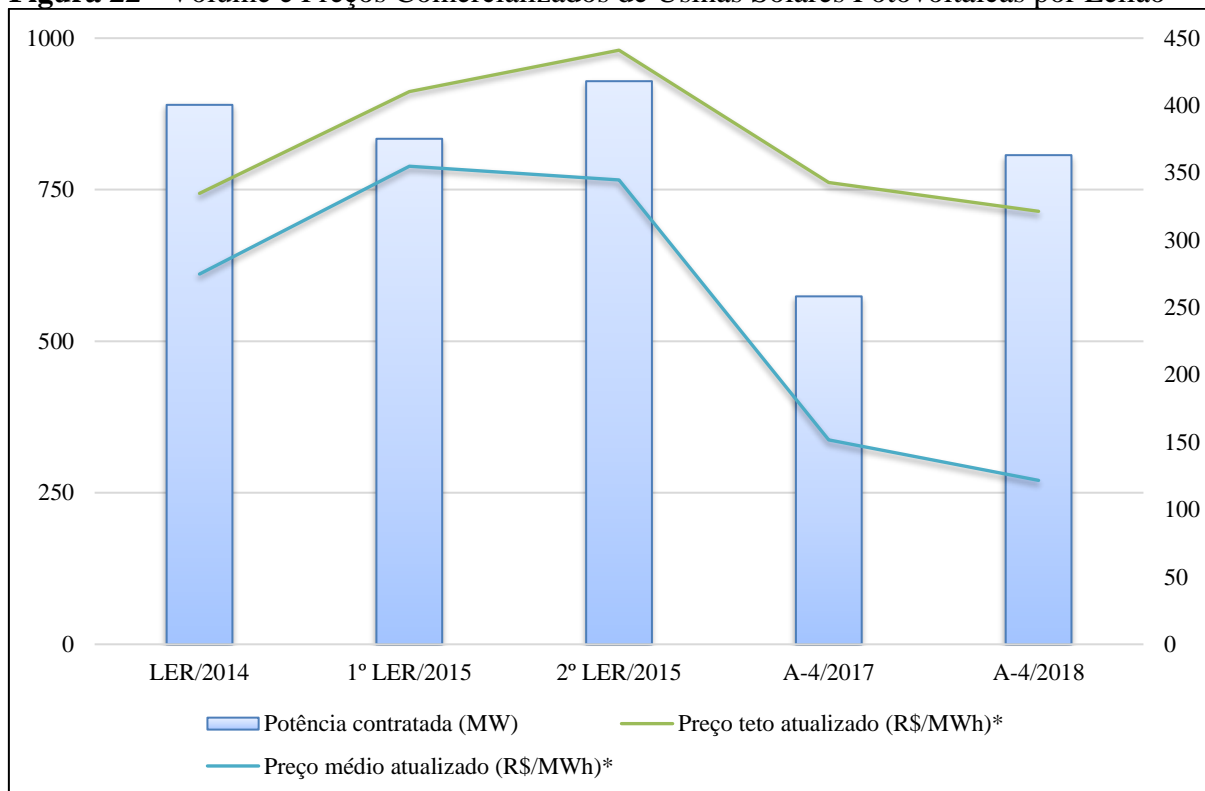
Figura 21 - Volume e Preços Comercializados de Usinas Eólica por Leilão Regulado

*Valores atualizados pelo IPCA (IBGE) para dezembro de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Em termos de valores atualizados, o produto eólico partiu de um preço médio de R\$ 251,75/MWh no LER/2009, e, num primeiro momento, atingiu seu menor preço no LEN A-5/2012, negociando a R\$ 125,55/MWh. Depois houve um período em que a fonte negociou energia próximo do preço-teto do leilão, caindo novamente para preços bem abaixo do preço-teto nos leilões A-4 e A-6 de 2017 e de 2018, de tal forma que no último leilão da série o produto eólico foi negociado a R\$ 90,92/MWh, posicionando esta fonte, com folga, como a energia renovável mais barata da matriz elétrica brasileira. Em termos de comparação, ao atualizarmos a tarifa média contratada pelos projetos eólicos do PROINFA pelo IGP-M (índice de preço previsto no contrato PROINFA) a valores de dezembro de 2018, temos o valor de R\$ 477,37/MWh, ou seja, 89,6% superior ao preço eólico negociado no LER/2009 e 425,0% maior que o preço negociado no último leilão regulado da série.

A Figura 22 ilustra o desempenho de preços médios e preços-tetos, assim como o volume de contratação do produto solar fotovoltaico nos leilões de expansão, sempre utilizando preços atualizados pelo IPCA para dezembro de 2018.

Figura 22 - Volume e Preços Comercializados de Usinas Solares Fotovoltaicas por Leilão

*Valores atualizados pelo IPCA (IBGE) para dezembro de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Em termos de valores atualizados, o produto solar fotovoltaico partiu de um preço médio de R\$ 274,89/MWh no LER/2014, atingiu maior valor no 1º LER/2015, R\$ 354,92/MWh, fundamentalmente, devido à apreciação do dólar americano frente ao real, caindo para R\$ 121,67/MWh no último leilão da série. Em todos os anos, a fonte solar fotovoltaica negociou abaixo do preço de referência calculado pela EPE, de tal forma que nos últimos dois leilões este deságio ultrapassou 50%.

Embora a fonte eólica e solar fotovoltaica tenham apresentado expressiva queda de preços e deságios nos leilões, evidenciando conduta concorrencial, alguns projetos não se viabilizaram, de modo que o Governo Federal criou mecanismos de descontratação da energia elétrica contratada em leilões regulados.

Ocorre que, o novo modelo do SEB (aprimorado em 2004), fundamentalmente não previa períodos de estagnação e, conseqüente, queda do consumo/demanda de energia elétrica, uma vez que ele sempre priorizava e incentivava as distribuidoras de energia elétrica a contratarem mais que a sua demanda projetada, mantendo uma margem de sobrecontratação de segurança³⁸. Além desta sobrecontratação induzida, o Governo Federal ainda contratava

³⁸ As concessionárias de distribuição devem manter um nível de contratação de energia entre 100% e 105% de sua demanda para não sofrer penalidade administrativa nem arcar com perdas decorrentes da exposição financeiro no

energia adicional por meio de contratos de energia de reserva com a justificativa de ampliar a segurança do suprimento energético nacional.

Contudo, principalmente após as eleições de outubro de 2014, ficou evidente a crise econômica brasileira e a consequente frustração de demanda por energia elétrica, resultando em excesso de contratação de energia no portfólio das distribuidoras, que, por sua vez, não dispunham de mecanismos para diminuição desta energia excedente. No lado da oferta, alguns geradores viram as condições macroeconômicas se deteriorarem com a crise econômica brasileira (por exemplo, depreciação do real, elevação de preços administrados, alta das taxas de juros e da inflação), enfrentando dificuldades para entregar seus empreendimentos de geração no prazo contratual.

Nesse contexto, considera-se que a ANEEL assumiu o importante papel de criar soluções que atendessem tanto o interesse público quando o interesse privado, equilibrando o sistema elétrico. Desse modo, a agência reguladora estabeleceu novos mecanismos para a descontratação de energia elétrica, aliviando parcialmente as duras penalidades do ACR para o gerador, vistas como barreiras à saída quase intransponíveis, mas sem deixar de penalizar o empreendedor que não cumpriu suas obrigações regulatórias e contratuais.

Logo, a ANEEL criou dois mecanismos distintos de descontratação, sendo um voltado para as usinas contratadas em leilões de energia nova, cujas contrapartes eram as distribuidoras de energia elétrica, e outra destinada aos leilões de energia de reserva, que apesar de terem como contraparte a CCEE, a análise do interesse público de descontratação era de competência do MME, apoiado pela ANEEL.

Em 2015 e 2016, por meio das Resoluções Normativas nº 693, de 2015, e nº 727, de 2016, a ANEEL estabeleceu os marcos regulatórios para realização de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSD-EN). Este mecanismo possibilitou que distribuidoras sobrecontratadas negociassem reduções contratuais com geradoras vencedoras de leilões de energia nova, via sistema da CCEE, além de possibilitar o equilíbrio das contratações das distribuidoras, por meio de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declarassem sobras de energia elétrica em sua carteira de suprimento energético.

Para os contratos de energia de reserva, o MME e a ANEEL organizaram o Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, baseado no Decreto nº 9.019, de 2017, e nas Portarias MME nº 151 e nº 200, de 2017. Nesse mecanismo, os geradores concorriam pelo montante de energia elétrica que o Governo Federal determinou que deveria

mercado de curto prazo. Em suma, exposição financeira no mercado de curto prazo dentro desse limite de contratação é repassada para tarifa de energia cobrada dos consumidores, não gerando perdas (ou ganhos) para a distribuidora.

ser descontratado, por meio da oferta de um “prêmio” que deveria ser pago a título de indenização ao Poder Concedente pela resolução antecipada do CER. Trata-se de típico leilão inglês, cujo produto leilado foi a descontratação contratual com alívio das penalidades regulatórias e contratuais.

Houve competição até mesmo neste mecanismo de descontratação: o mecanismo descontratou 16 projetos eólicos, totalizando 307,7 MW, com prêmio médio de R\$ 76,45/MWh, e 9 projetos solares fotovoltaicos, totalizando 249,7 MW, com prêmio médio de R\$ 51,98/MWh, valores estes atualizados pelo IPCA para dezembro de 2018. Isto é, os geradores eólicos e solares fotovoltaicos pagaram prêmio entre R\$ 2,3 milhões a R\$ 8,4 milhões para descontratarem seus projetos no mecanismo. O Governo Federal arrecadou R\$ 105,95 milhões em prêmio a valores da época (agosto de 2017). Observa-se que o montante descontratado corresponde a apenas 6,4% de toda a energia de reserva contratada em leilões regulados.

Conclui-se que as fontes eólica e solar fotovoltaica apresentaram ampla oferta de projetos e conduta competitiva nos leilões realizados após o PROINFA até 2018, resultando no bom desempenho de mercado observado no período. Houve empreendimentos com problemas em cumprir suas obrigações regulatórias e contratuais, contudo, os mecanismos de descontratação estabelecidos pelo MME e ANEEL, que aliviaram mas não deixaram de impor perdas econômicas à descontratação, não impactaram a competição nos leilões regulados ocorridos após o estabelecimentos destes mecanismos, tendo em vista a expressiva redução de preços da energia eólica e solar fotovoltaica nos leilões subsequentes aos mecanismos de descontratação (resultados apresentados nas Figuras 21 e 22).

5.3 MODELO ECD: DESEMPENHO

Preliminarmente, ressalta-se que há várias maneiras de se avaliar o desempenho de um setor ou empresa, como avaliação da eficiência produtiva e alocativa, do progresso tecnológico, do pleno emprego de recursos, do desempenho financeiro, entre outros. O capítulo anterior se adiantou ao expor o progresso tecnológico da fonte eólica e solar fotovoltaica, enquanto que a subseção anterior, da conduta de preços, foi apresentado a evolução da oferta de energia eólica e solar fotovoltaica e a vertiginosa queda nos preços, características que demonstram o desempenho positivo do mercado destas fontes renováveis.

Adicionalmente, serão analisadas nas subseções a seguir as características dos empregos gerados pelo setor eólico e solar fotovoltaico e, por fim, serão calculados indicadores

financeiros de uma amostra de empresas atuantes neste setor para avaliação do desempenho financeiro destas firmas.

Logo, a primeira subseção avalia o desempenho desta indústria em termos de geração de empregos. A segunda subseção apresenta uma análise financeira comparativa entre as empresas selecionadas, que atuam diretamente no setor alvo desta pesquisa, e uma empresa de referência (*benchmark*).

5.3.1 Desempenho na geração de empregos

No cenário mundial, à medida que a transição global para um sistema de energia mais sustentável se desdobra, a força de trabalho de energia renovável continuará a se expandir. A análise da IRENA (2018b) sugere que número de empregados no mercado de energias renováveis pode aumentar de 10,3 milhões em 2017 para 23,6 milhões em 2030 e 28,8 milhões em 2050, seguindo a tendência de transição energética global.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca como fonte com maior potencial de geração de empregos entre as fontes renováveis, principalmente ao considerarmos os empregos gerados na instalação do conjunto gerador fotovoltaico nas residências, comércios e indústrias (GD), enquanto que a fonte eólica ocupa a terceira posição do *ranking* mundial de geração de empregos (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2018b). A Tabela 8 apresenta estimativas de geração de empregos das diversas fontes renováveis no mundo.

Tabela 8 - Estimativa de empregos diretos e indiretos gerados por fonte de energia no mundo em 2016-17, em milhares de empregos

Fonte	Mundo	China	Brasil	Estados Unidos	Índia	Alemanha	Japão	União Europeia
Solar Fotovoltaica	3365	2216	10	233	164	36	272	100
Biocombustíveis	1931	51	795	299	35	24	3	200
Eólica	1148	510	34	106	61	160	5	344
Aquecedor Solar	807	670	42	13	17	8,9	0,7	34
Biomassa Sólida	780	180		80	58	41		389
Biogás	344	145		7	85	41		71
Pequena Hidrelétrica ¹	290	95	12	9,3	12	7,3		74
Energia Geotermal	93	1,5		35		6,5	2	25
Solar Concentrada	34	11		5,2		0,6		6
Subtotal ²	8829	3880	893	786	432	332	283	1268
Grande Hidrelétrica	1514	312	184	26	289	7,3	20	74
Total	10343	4192	1077	812	721	332	303	1268

1 - Alguns países consideram hidrelétricas com potência menor ou igual a 10 MW. No Brasil, são hidrelétricas com potência menor ou igual a 30 MW.

2 - Exclui grande hidrelétricas e inclui resíduos para energia, energia oceânica e empregos que não são tecnicamente específicos.

Fonte: Adaptado de IRENA (2018b, p. 25)

Ainda de acordo com a tabela acima, no Brasil, observa-se que a fonte eólica foi responsável pela criação de 34 mil empregos, enquanto que a fonte solar fotovoltaica criou 10 mil empregos no período entre 2016 e 2017. A geração de empregos em energias renováveis eólica e solar fotovoltaica foi aquém das grandes potências energéticas analisadas, embora estes resultados demonstrem o grande potencial de geração de empregos destas fontes.

Há características similares de geração de emprego entre as fontes eólica e solar fotovoltaica, apesar desta possuir um processo de construção e montagem mais simples e rápido que a primeira. Isto é, ambas fontes concentram maior número de postos de trabalho no período de instalação da usina e menor concentração na etapa de O&M. Também se observa que estas atividades geram empregos locais em áreas de baixa renda, por exemplo, no interior do Nordeste.

Uma diferença importante entre as fontes é que o principal equipamento de uma usina solar fotovoltaica, os módulos fotovoltaicos, são importados, portanto, uma crítica ao ramo solar fotovoltaico é que parte da geração de empregos está alocada, principalmente, em países asiáticos, que desfrutam de vantagens competitivas na fabricação de módulos solares, como mão-de-obra farta, qualificada e de baixo custo, subsídios estatais, economias de escala e etc.

De forma geral, o número de empregos gerados em projetos de geração eólico e solar fotovoltaico pode ser analisado em três categorias. A primeira categoria se refere a empregos gerados em desenvolvimento tecnológico e fabricação de equipamentos, a segunda categoria se refere a empregos na instalação e descomissionamento das usinas, enquanto a terceira categoria está relacionada a empregos na O&M das usinas (SIMAS, 2012). Em cada uma dessas categorias ainda pode-se classificar os empregos em termos de volume de empregos gerados, localização dos mesmos, natureza temporal e nível de especialização média dos empregados³⁹.

A Tabela 9 apresenta o resumo das características de emprego para a fonte eólica.

Tabela 9 - Classificação dos empregos na energia eólica e suas características

Categoria	Volume de empregos	Localização dos empregos¹	Natureza temporal	Nível de Especialização
Desenvolvimento Tecnológico	Médio	De não-local para local	Estável	Muito alta
Instalação e descomissionamento	Alto	De local para não local	Temporário	Alta
Operação e manutenção	Baixo	Local	Estável	Média

1 - De maior para menor probabilidade

³⁹ Referência de 2012 foi utilizada devido a inexistência de dados de emprego desagregados mais recentes para o setor em estudo.

Fonte: Simas (2012)

Segundo Simas (2012, p. 138), no cenário de referência de crescimento da energia eólica do PDE 2020, a fonte eólica é capaz de gerar até 29.365 postos de trabalho por ano:

No Cenário de Referência, que é o cenário projetado pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, a capacidade eólica instalada até o final de 2020 será de 11.532 MW, como pode ser observado na Tabela 25.

[...]

Neste período, serão ocupados entre 3.712 e 29.365 postos de trabalho diretos e indiretos ao ano, tendo gerado, ao final do período, 195.972 empregos-ano. A maior parte destes empregos se dará na fase de construção de parques eólicos (82.030 empregos-ano no período). Durante este período são criados 6.230 novos postos de trabalho permanente em O&M.

Ainda segundo Simas (2012, p. 165), “a energia eólica tem um grande potencial para geração de empregos, podendo gerar mais de 330 mil empregos-ano até 2020”, sendo que “a maior contribuição, tanto em termos quantitativos como em contribuição para o desenvolvimento sustentável, é a dos empregos em construção e, em menor número, os empregos em O&M”.

De acordo com levantamento da ABSOLAR (2019), desde 2014 a fonte solar fotovoltaica centralizada viabilizou a geração de mais de 50 mil novos empregos locais qualificados nas regiões onde os projetos foram implantados, sendo que na média são gerados de 25 a 30 empregos por cada megawatt solar fotovoltaico instalado.

Como exemplo de geração de emprego na construção de usina solar fotovoltaica, a empresa AES Tietê (2018) afirma que no Complexo Solar Boa Hora, de 91 MWp foram criados 500 empregos diretos e indiretos, sendo que cerca de 200 posições foram preenchidas por empregados da comunidade local.

Isto posto, a indústria de energia renovável, particularmente eólica e solar fotovoltaica, tem apresentando **bom desempenho na geração de empregos**, principalmente no elo de fabricação de equipamentos e construção das usinas, este último com a vantagem de empregar parte de mão-de-obra, notoriamente, em áreas de baixa renda (concentração de projetos eólicos e solares fotovoltaicos no Nordeste e no Norte de Minas Gerais, abrangendo a área de clima semiárido).

5.3.2 Desempenho de amostra de firmas atuantes no mercado

Conforme visto acima no capítulo de material e métodos, para análise do desempenho financeiro de empresas que investiram no setor de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica foram selecionadas quatro empresas listadas na bolsa de valores de São Paulo, a B3, sendo três delas detentoras de centrais geradoras eólicas e/ou solares fotovoltaicas e, ainda, uma outra empresa como referência (*benchmark*), para comparação dos indicadores financeiros calculados a partir das demonstrações contábeis destas empresas. Desse modo, é possível avaliar de forma objetiva a solvência, estrutura de capital e rentabilidade destas firmas.

De fato, as demonstrações financeiras precisam ser transformadas em informações que permitam concluir se a empresa merece ou não crédito, se vem sendo bem ou mal administrada, se tem ou não condições de pagar as suas dívidas, se é ou não lucrativa, se vem evoluindo ou regredindo, se é eficiente ou ineficiente, se irá falir ou se continuará operando (MATARAZZO, 1998). Isto é, os índices dão à luz para avaliação (não-exaustiva) do desempenho financeiro de uma empresa.

Pois bem, baseado nos pressupostos acima, foram selecionadas as empresas CPFL Renováveis, Ômega Geração, Renova Energia e Statkraft Energias Renováveis (apesar desta última estar mais focada em hidrelétricas, ela também inclui em seu portfólio de investimentos usinas eólicas e solares) como empresas atuantes no setor eólico e solar fotovoltaico.

A Tabela 10, apresenta dados de registro na bolsa B3 e a potência instalada eólica e solar fotovoltaica de cada uma das empresas selecionadas.

Tabela 10 - Dados de registro na bolsa B3 e potência instalada eólica e solar fotovoltaica (PROINFA e ACR)

Razão Social	Nome de Pregão	Código(s) de Negociação	Eólica & Solar (MW)
CPFL Renováveis	CPFL RENOVAV	CPRE3	1.331,030
Ômega Geração	OMEGA GER	OMGE3	520,654
Renova Energia	RENOVA	RNEW11; RNEW3; RNEW4	1.423,950
Statkraft Energias Renováveis	STATKRAFT	STKF3	120,000
Total			3.395,634

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da bolsa B3

Além das supracitadas empresas, foi selecionada como empresa *benchmark* para comparação dos indicadores financeiros a *holding* Engie Brasil, empresa transnacional de origem franco-belga, que no Brasil possui ativos de geração convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e alternativos (eólicas, solares fotovoltaicas, cogeração e pequenas centrais hidrelétricas), totalizando 8.374 MW de capacidade instalada, sem incluir sua participação de

40% na UHE Jirau (de 3.750 MW). Ou seja, a Engie Brasil é uma das maiores geradoras privadas do SEB, com reconhecimento pelo mercado por sua excelência de gestão.

A Tabela 11 apresenta os indicadores de desempenho calculados de acordo com os dados dos balanços patrimoniais de 31/12/2018 e demonstrações de resultado consolidado do exercício 2018, das empresas selecionadas e da empresa *benchmark*:

Tabela 11 - Indicadores de desempenho das empresas selecionadas e da empresa de referência (31/12/2018)

Empresas	CPFL Renováveis	Ômega Geração	Renova Energia¹	Statkraft Energias Ren.	Engie Brasil
Liquidez Geral	0,26	0,24	0,66	0,50	0,24
Liquidez Corrente	0,78	2,01	0,79	1,29	0,69
Endividamento Geral	0,65	0,55	1,03	0,45	0,64
Capital de Terceiros/Capital Próprio	1,86	1,21	-35,36	0,83	1,79
ROA	1,0%	1,2%	6,3%	3,3%	13,1%
ROE	2,8%	2,7%	-217,9%	6,1%	36,6%

1 - A Renova classificou R\$ 1.683.768 mil como "ativos mantidos para venda" no ativo circulante de seu balanço patrimonial.

Fonte: Elaboração própria a partir dos balanços contábeis divulgados pelas companhias

A respeito da solvência das companhias, o índice de LG, que revela o nível de liquidez a longo prazo da empresa, ou seja, sua capacidade de utilizar seus ativos circulantes e realizáveis a longo para quitar obrigação do passivo circulante e exigível a longo prazo, ficou entre 0,24 a 0,66. Com esse valor menor que 1, pode-se interpretar que as empresas analisadas não possuem ativos de curto prazo e longo prazo suficientes para arcarem com todas suas obrigações de curto prazo e longo prazo, caso seja necessária uma liquidação imediata. O índice de LC avalia a capacidade da empresa de liquidar suas obrigações de curto prazo, isto é, a capacidade da empresa de liquidar as obrigações do passivo circulante com seu ativo circulante. Neste indicador, a Ômega e a Statkraft apresentaram bom resultado, uma vez que sua LC ficou acima de 1, expondo boa solvência da companhia, sendo que as demais empresas apresentaram indicador pelo menos maior que 0,69.

A respeito da estrutura de capital, o endividamento geral é utilizado para identificar a proporção de ativos financiados por recursos de terceiros que uma empresa possui, ou seja, dívidas que devem ser liquidados em data futura. Observa-se que as empresas apresentaram endividamento geral entre 45% e 65%, com exceção da Renova, que se mostra extremamente alavancada, com este índice alcançando 103%, assim, expondo a frágil situação financeira desta empresa.

A proporção entre capital de terceiros e capital próprio se mostrou acima de 1 para três empresas, inclusive a empresa *benchmark*, indicando que estas empresas assumem maiores

obrigações com terceiros que com capital do acionista (alavancagem financeira). A Statkraft apresentou menor alavancagem e a Renova apresentou indicador negativo, uma vez que seu patrimônio líquido é igual a -R\$ 76.489 mil, um resultado atípico, que mais uma vez evidencia os sintomas de uma empresa com problemas financeiros.

Por fim, o ROA e o ROE são utilizados para avaliar a rentabilidade entre empresas (sendo sempre recomendável comparar empresas que atuam no mesmo setor) ou de empresas frente a outras oportunidades de investimento. O ROA das três empresas selecionadas atuantes no setor de energias renováveis ficou entre 1,0% e 6,3%, bem abaixo de 13,1% da empresa *benchmark*. O ROE demonstra resultados controversos: a Renova apresentou valor negativo, uma vez que seu patrimônio líquido foi negativo, e as demais empresas investidoras em energias renováveis apresentaram valores entre 2,7% e 6,1%, enquanto que a Engie Brasil apresentou incríveis 36,6% de ROE.

Os resultados sugerem que as empresas CPFL Renováveis, Ômega Energia, Statkraft e Engie Brasil possuem indicadores de solvência e de estrutura da dívida bem similares. A respeito de desempenho da rentabilidade, as duas primeiras apresentarem índices similares, a terceira resultado melhor que as primeiras, contudo, a empresa de referência demonstrou rentabilidade excepcional.

A Renova Energia é um caso de empresa que cresceu muito rápido no setor de energias renováveis, mas que sofre sérios problemas financeiros desde final de 2014, a levando a alienar quase todos seus ativos de geração. Sua situação financeira crítica é exposta nos indicadores acima (LG e LC só não ficaram piores, porque a classificação de “ativo mantidos para venda” no ativo circulante melhora muito estes indicadores de liquidez) e revela que, a despeito do setor eólico e solar fotovoltaico apresentarem bom desempenho em termos de evolução da capacidade instalada e redução de preços destas tecnologias, houve problemas financeiros em empresas chaves do setor (Renova foi a segunda maior geradora eólica em termos de potência instalada no Brasil).

Ressalta-se que ainda é prematura a análise de desempenho financeiro de empresas que investiram em energia solar fotovoltaica. Além disso, é desafiador conseguir informações contábeis-financeiras destas empresas por meio de documentos oficiais (balanços contábeis publicados, por exemplo). Isso deve-se ao fato que, além desta indústria ser bem recente no Brasil, as empresas vencedoras de leilões regulados e, recentemente, as empresas que pretendem investir no ACL, não tem obrigação de publicação de seus balanços contábeis, muitas vezes, elas estão listadas em bolsa de valores estrangeiras e preferem divulgar resultados consolidados da América Latina ou seu resultado global (como exemplo, temos empresas de

grande porte no setor como EDP Renováveis, Enel Green Power e a Atlas Renewable Energy, esta última atuando exclusivamente no setor solar fotovoltaico).

Conclui-se que as empresas selecionadas, com exceção da Renova Energia, apresentaram **desempenho financeiro ordinário** em 2018, com rentabilidade aquém da empresa referência selecionada, e sólida estrutura financeira.

5.4 CONCLUSÕES

Primeiramente, conclui-se que a indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica evoluiu de uma estrutura **moderadamente concentrada em 2008** (poucos proprietários de usinas eólicas) para **não-concentrada em 2018** (com aumento significativo do número de titulares de usinas eólicas e solares fotovoltaicas).

Foi visto que a regulação impõe **baixa barreira à entrada**, mas **alta barreira à saída**, principalmente para agentes oportunistas que não respeitam contratos e normas setoriais. Também observa-se que há **alto controle sobre práticas verticais**, com o total impedimento de adoção de práticas verticais na cadeia de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mas, em contrapartida, há **baixo controle sobre propriedade cruzada** (*cross-ownership*) de grupos econômicos que detêm participação acionária em vários elos da cadeia de produção, distribuição e venda de energia elétrica, apesar do monitoramento da cadeia econômica das autorizações e concessões pelo Regulador.

Apesar dos controles da Agência Reguladora, reitera-se que os índices de concentração de mercado do mercado eólico e solar fotovoltaico apresentaram redução nos períodos analisados.

Observou-se **conduta competitiva** de preços nos leilões regulados. As características intrínsecas do produto eletricidade conduzem as empresas a adotarem a estratégia de minimização de custo para obtenção de retornos acima da média no ambiente de alta competitividade. Para isso, as empresas formar alianças estratégicas com fornecedores de equipamentos, fundamentalmente, com fabricantes de equipamentos principais, e adotam criativas estratégias de contratação de empresas de EPC, especializadas na construção e comissionamento de usinas. Fora do ambiente competitivo dos leilões, as empresas cooperam umas com as outras, como esperado em uma indústria de rede.

O desempenho de geração de empregos da indústria eólica e solar fotovoltaica brasileira acompanhou a tendência mundial, ou seja, **bons índices de geração de empregos**, com destaque para geração de empregos em áreas carentes, como a região do semiárido, trazendo

melhorias das condições socioeconômicas locais. O desempenho financeiro das empresas avaliadas foi **regular**, com exceção da Renova Energia, que apresenta um quadro grave de desequilíbrio financeiro.

Face a todo exposto, conclui-se que a regulação além de afetar a estrutura, conduta e desempenho da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira, conduziu a eficiência competitiva, conforme evidenciado nos dados que indicam a desconcentração de mercado, haja vista a queda apresentada nos indicadores de concentração ao longo dos anos analisados, e a alta competitividade nos leilões regulados, dada a tendência de queda nos preços médios de energia eólica e solar fotovoltaica negociados. Ao fim e ao cabo, aceita-se a hipótese inicial da pesquisa, que partia do pressuposto que a regulação conduziu a eficiência competitiva do mercado de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta dissertação buscou-se explorar e compreender a jovem indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica no Brasil, com o olhar atento sobre como a regulamentação afetou o desenvolvimento desta indústria. Desse modo, o objetivo da pesquisa foi justamente avaliar como a regulação afetou a estrutura, conduta e, conseqüentemente, o desempenho da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira.

Assim, o primeiro desafio foi encontrar um modelo que atendesse a ideia inicial de avaliar a indústria eólica e solar fotovoltaica, com atenção aos aspectos regulatórios nos quais ela está inserida. Foi escolhido o modelo/paradigma ECD como abordagem a ser utilizada para o desenvolvimento da pesquisa e como ferramenta para alcançar o objetivo proposto, tendo em vista que o modelo ECD aborda a importância das políticas públicas e da regulação sobre a estrutura, conduta e desempenho de um mercado.

Logo, o Capítulo 1 apresentou o referencial teórico com ampla revisão de literatura do modelo ECD, além de trazer importante compreensão sobre os aspectos que norteiam a regulação do setor de energia elétrica, aprofundando conceitos como indústria de rede, mercados contestáveis, o monopólio natural, a crítica de Demsetz, a Economia dos Custos de Transação, a Teoria da Captura, modelos de mercado de energia elétrica no Brasil e no mundo e características de leilões.

O Capítulo 2 apresentou os métodos utilizados na pesquisa, particularmente, a coleção de indicadores de concentração de mercado e indicadores financeiros que serviram de luz para aplicação do paradigma ECD no setor de geração eólica e solar fotovoltaica.

O Capítulo 3 apresentou um breve histórico do antigo e do novo modelo de governança do SEB, assim como os impactos da inserção da energia eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Em suma, com declínio do antigo modelo, pela qual a Eletrobrás assumia o papel da coordenação e da expansão da indústria de energia elétrica, surgem novos agentes coordenadores do SEB, a citar, a ANEEL, como órgão regulador, o ONS, como operador do SIN, a CCEE, como a câmara de comercialização de energia elétrica, além de órgãos de aperfeiçoamento da gestão do MME (por exemplo, a EPE, como planejador, e o CMSE para avaliação constante do suprimento energético). Foi visto que a rápida evolução tecnológica e as políticas públicas de fomento para fontes de baixa emissão de carbono aceleraram a inserção de usinas eólicas e solares fotovoltaicas no mercado brasileiro, despertando a atenção dos operadores e autoridades do setor, principalmente devido às características técnicas destas energias renováveis.

O Capítulo 4 explorou os aspectos técnicos das energias renováveis, principalmente a característica de intermitência de sua produção, ou seja, a variabilidade de geração instantânea das centrais geradoras supridas por fontes primárias como o vento e irradiação solar, não despacháveis. Esse capítulo também abordou as características técnicas da tecnologia eólica e solar fotovoltaica, e, com destaque, relacionou o progresso tecnológico destas fontes com a redução de custo de seus respectivos equipamentos principais, sendo este efeito um dos principais responsáveis pela queda nos preços médios da energia contratada em leilões regulados, conforme apresentado no capítulo seguinte.

Ao final, o Capítulo 5 avaliou a indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira a partir dos três aspectos do paradigma ECD, sempre com o cuidado de analisar a influência do regulador sobre esta indústria.

A partir destas análises, os principais pontos de conclusão foram os seguintes:

- (i) a regulação afetou a estrutura, conduta e desempenho da indústria de geração de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica brasileira. A regulação afetou a conduta das empresas, repercutindo na competitividade dos leilões regulados e na estrutura desta indústria, principalmente por meio de elevada barreira à saída e impedimento de práticas verticais, com maior flexibilidade ao colocar barreiras à entrada e controle sobre propriedades cruzadas.
- (ii) a regulação conduziu a eficiência competitiva, haja vista que se observa queda dos indicadores de concentração ao longo dos anos analisados, além de redução nos preços médios de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica, levando a aceitação da hipótese inicial da pesquisa. Mesmo com barreira à entrada, barreira à saída e controle de verticalização impostas pela ANEEL, os leilões regulados foram capazes de promover a competição e a constante evolução no número de novos entrantes no mercado de energias renováveis, com aumento da oferta e redução dos preços.
- (iii) A conduta das empresas atuantes no mercado de energia elétrica eólica e solar fotovoltaica se mostrou muito competitiva, haja vista as quedas substanciais nos preços médios negociados em leilões regulados ao longo dos anos. A despeito de ter havido empreendedores com problemas no cumprimento de suas obrigações regulatórias e contratuais (pouco mais de 5% do capacidade instalada leiloadas), a maioria das empresas cumpriram suas obrigações contratuais, mostrando a eficácia da regulamentação.

- (iv) Pelo lado do desempenho, observa-se que o setor eólico e solar fotovoltaico seguiu tendência mundial com bons indicadores de geração de empregos, com o bônus de gerar postos de trabalho, principalmente na fase de construção das usinas, em regiões carentes do Brasil, como no semiárido. O desempenho financeiro de um grupo de empresas selecionadas que atuam no setor eólico e solar fotovoltaico se mostrou regular, com uma das empresas investigadas, ex-líder do setor, servindo como exemplo que há empresas com problemas financeiros no segmento de energias renováveis.

Em derradeiro, este trabalho traz as seguintes ideias chave para estudiosos interessados em realizar futuras pesquisas sobre o tema de energia renováveis, particularmente eólica e/ou solar fotovoltaica: (i) a aplicação de questionário ou mesmo a realização de entrevistas com agentes atuantes no mercado de energia eólica e solar fotovoltaica, incluindo os órgãos coordenadores do setor (como MME, ANEEL, ONS, CCEE e etc.), seria excepcionalmente valioso para avaliação da percepção dos agentes e análise da conduta das empresas atuantes nesse segmento de renováveis; (ii) realizar a análise do mercado de geração eólico e solar fotovoltaico à luz de outra abordagem – por exemplo, a Economia dos Custos de Transação – também seria muito edificante no conhecimento científico sobre energias renováveis no Brasil; (iii) explorar o progresso tecnológico de sistemas de armazenamento (baterias estacionárias) e oportunidades de sua combinação com usinas eólicas e solares fotovoltaicas (usinas híbridas), uma vez que esse sistema integrado poderia mitigar a intermitência destas fontes, dando maior flexibilidade ao operador do sistema elétrico; (iv) avaliar do ponto de vista social a política pública de incentivo as fontes renováveis (subsídios sobre a tarifa de uso da rede e sobre o custo de capital, além dos benefícios fiscais); e (v) analisar o mercado de energia solar fotovoltaico com foco na expansão da geração distribuída, assim como os impactos da regulamentação sobre este segmento (que inclusive está na pauta da Agenda Regulatório 2019-2020 da ANEEL), é outra sugestão para futuras pesquisas de elevado impacto científico, uma vez que a propagação desta nova forma de geração e consumo de energia elétrica, juntamente com o desenvolvimento e instalação de redes inteligentes (*smart grid*), trará impacto relevante ao bem-estar da sociedade.

Fato é que a transição energética mundial para uma matriz elétrica limpa e renovável está em pleno curso e, dada a contemporaneidade do tema, há um vasto campo de conhecimento a ser explorado, com inúmeras possibilidades. Na pauta de modernização do SEB, em discussão pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, promovido pelo MME, e objeto do

Projeto de Lei (PL) 1917, de 2017, e do Projeto de Lei do Senado (PLS) 232, de 2016, deverá ser tratado adequadamente a precificação dos atributos das energia renováveis, dado seu papel estratégico na transição para uma matriz elétrica limpa, renovável e sustentável no longo prazo. Espera-se que o Brasil evolua com políticas públicas e regulamentação que deem o sinal econômico adequado para precificação e expansão sustentável das energias renováveis.

REFERÊNCIAS

- ABENGOA. Termosolar. **Site da Abengoa**, 2019. Disponível em: <<http://www.abengoa.com/web/es/negocio/energia/termosolar/>>. Acesso em: 8 Abril 2019.
- ABRANCHES, S. H. H. D. Reforma regulatória: conceitos, experiências e recomendações. **Revista do Serviço Público**, Brasília, v. 50, n. 2, p. 19-49, Junho 1999.
- AES TIÊTE. Energia renovável expande empregos no Brasil e no mundo, e a AES Tietê faz sua parte. **Site da AES Tietê**, 2018. Disponível em: <<https://www.aestiete.com.br/noticia/energia-renovavel-expande-empregos-no-brasil-e-no-mundo-e-a-aes-tiete-faz-sua-parte/>>. Acesso em: 24 Maio 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL - Projeções 2017**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 26. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG - Banco de Informações de Geração. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2019a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 Maio 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifas Consumidores. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2019b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/descontos/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 18 Junho 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Defesa da Concorrência. **Site da Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2019c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=23&idPerfil=4>>. Acesso em: 2 Outubro 2019.
- AGÉNOR, P.-R. A theory of infrastructure-led development. **Journal of Economic Dynamics & Control**, Vol. 34, 2010. 932–950.
- ALCHIAN, A.; ALLEN, W. R. Universal Economics. In: DEMSETZ, H. Why Regulate Utilities? **Journal of Law and Economics**, Chicago, Abril 1968. 55-66.
- AMERICAN GEOSCIENCES INSTITUTE. What are the advantages and disadvantages of offshore wind farms? **Site do American Geosciences Institute**, 2019. Disponível em: <<https://www.americangeosciences.org/critical-issues/faq/what-are-advantages-and-disadvantages-offshore-wind-farms>>. Acesso em: 11 Abril 2019.
- ANTHONY, A.; CAUDILL, S. B.; MIXON JR., F. G. The Political Economy of Women's Professional Basketball in the United States: A structure-conduct-performance approach. **Theoretical and Applied Economics**, v. XIX, n. 11, p. 107-126, Novembro 2012.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Perspectivas para a geração centralizada solar fotovoltaica no Brasil. **Site da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**, 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/bahia-e-lider-nacional-em-projetos-de-energia-solar.html>>. Acesso em: 24 Maio 2019.
- ATLAS RENEWABLE ENERGY. Planta Solar São Pedro. **Site da Atlas Renewable Energy**, 2019. Disponível em: <<https://www.atlasrenewableenergy.com/pt-br/proyectos/planta-solar-sao-pedro-bahia-brasil/>>. Acesso em: 8 Abril 2019.
- AURÉLIO DE MARIO, F.; VERDU, F. **A Estratégia Sob o Olhar da Organização Industrial e do Paradigma ECD: uma análise do modelo Estrutura-Condução-Desempenho**

na Indústria de Oficinas Mecânicas em Foz do Iguaçu. XXXV SEMAD 2015 – SEMANA DO ADMINISTRADOR/UEM. Maringá: [s.n.]. 2015. p. 1-13.

BAIN, J. S. **Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries**. Cambridge: Harvard University Press, 1956.

BAIN, J. S. **Industrial Organization**. 2º. ed. New York, London: John Wiley & Sons, Inc., v. XIV, 1968.

BAUMOL, W. J. Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure. **The American Economic Review**, v. 72, n. 1, p. 1-15, Março 1982. ISSN 0002-8282.

BESANKO, D. et al. **A Economia da Estratégia**. São Paulo: Bookman, 2012.

BIELSCHOWSKY, R. Energia elétrica no Brasil, 1993-97: investimentos deprimidos numa transição problemática. **Cepal**, 1997. Disponível em: <<http://www.eclac.org/publicaciones/xml/0/4960/capvi.pdf>>. Acesso em: 25 Abril 2018.

BLOOMBERG. New Energy Outlook 2018. **Site da BNEF**, 2018. Disponível em: <<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>>. Acesso em: 21 Setembro 2018.

CAIXA ECONÔMICA FEDERAL. Energia solar gerada nos telhados rende mais de R\$ 2 milhões a condomínios do sertão baiano. **Site da Caixa**, 2016. Disponível em: <<http://www20.caixa.gov.br/Paginas/Noticias/Noticia/Default.aspx?newsID=3277>>. Acesso em: 8 Abril 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoLeilão Dinâmico. **Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado/info_leilao_dinamico?contentId=CCEE_388257&_afLoop=1330608092865029&_adf.ctrl-state=u8ali4ezq_1#!%40%40%3F_afLoop%3D1330608092865029%26contentId%3DCCEE_388257%26_adf.ctrl-state>. Acesso em: 14 Maio 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Resultado Consolidado dos Leilões. **Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=172125745130543#!%40%40%3F_afLoop%3D172125745130543%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLei>. Acesso em: 03 Outubro 2018.

ÇELIK, T.; KAPLAN, M. Testing the Structure-Conduct-Performance Paradigm for the Turkish Banking Sector: 2008-2013. **International Journal of Economics and Financial Issues**, v. 6, n. 4, p. 1625-1631, 2016. ISSN 2146-4138.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Programa demonstrativo para inovação em cadeia produtiva selecionada: Energia eólica**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE. Brasília, p. 248. 2015. (ISBN: 978-85-5569-050-1 (impresso)).

CHUNG, DONALD; DAVIDSON, CAROLYN; FU, RAN; ARDANI, KRISTEN; MARGOLIS, ROBERT. **U.S. Photovoltaic Prices and Cost Breakdowns: Q1 2015 Benchmarks for Residential, Commercial, and Utility-Scale Systems**. National Renewable Energy Laboratory. Golden, p. 51. 2015.

COASE, R. H. The nature of firm. **Economica**, v. 4, p. 386-405, 1937.

- COMUNELLO, A. L.; GODARTH, K. A. L. Medidas Concentração, Variações de Preços e Desempenho: um estudo da indústria calçadista brasileira. **Revista de Ciências Empresariais da UNIPAR**, Umuarama, v. XV, n. 1, p. 25-40, Janeiro 2014.
- CONTADOR, C. R. **Projetos Sociais: Benefícios, Custos Sociais, Valor dos Recursos Naturais, Impacto Ambiental**. 5ª. ed. São Paulo: Atlas, 2014.
- DAVID, S. M. G. R. **A tríade energia elétrica, desenvolvimento sustentável e tecnologia - bases e desafios para uma regulação evolutiva no Brasil**. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2018.
- DEMSETZ, H. Why Regulate Utilities? **Journal of Law and Economics**, Chicago, Abril 1968. 55-66.
- EBEED, M. **Enhancement Protection and Operation of The Doubly Fed Induction Generator During Grid Fault**. Tese (Tese em engenharia elétrica) - Faculty of Engineering South Valley University Qena. Egito. 2012.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação no Leilões de Energia Elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 41. 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 232. 2017a.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2017 - BEN 2017**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 296. 2017b.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 - PDE 2027**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 264. 2018a.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia do Brasil: Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 48. 2018b.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de Longo Prazo: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 127. 2018c.
- ENEL GREEN POWER. Where we are. Site da Enel Green Power, 2019. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/where-we-are>>. Acesso em: 11 Abril 2019.
- EXAME. Revista Exame. **Aneel nega recurso e deve decidir futuro de eólicas da Renova Energia**, 2019. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/negocios/aneel-nega-recurso-e-deve-decidir-futuro-de-eolicas-da-renova-energia/>>. Acesso em 27 de Setembro de 2019.
- FAGANELLO, R. A. Era Vargas x Constituição Federal de 1988: O financiamento público do setor de energia elétrica e o sistema tributário nacional. **Âmbito Jurídico**, Rio Grande, v. XX, n. 157, p. 1-7, Fevereiro 2017. ISSN 1518-0360.
- FIANI, R. **Cooperação e Conflito: Instituições e Desenvolvimento Econômico**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.
- FIGUEIREDO JUNIOR, H. S. D. et al. Evaluating Strategies for Honey Value Chains in Brazil using a Value Chain Structure-Conduct-Performance (SCP) Framework. **International Food & Agribusiness Management Review**, v. 19, n. 3, p. 225-249, 2016. ISSN 1096-7508.
- GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

- GOMES, A. A. D. C. G. **A Reestruturação das Indústrias de Rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Dissertação em engenharia de produção) - UFSC. Florianópolis. 1998.
- GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295-321, Mar./Abr. 2009.
- GRYTEN, O. H. Growth in public finances as tool for control: Norwegian development 1850-1950. **Norwegian School of Economics**, Bergen, Maio 2014. ISSN 0804-6824.
- INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Infraestrutura Econômica no Brasil: diagnósticos e perspectivas para 2025**. Brasília: Governo Federal - Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, v. I, 2010.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. **Site da International Energy Agency**, 2016a. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/re-powering-markets>>. Acesso em: 28 Maio 2018.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025**. International Renewable Energy Agency. [S.l.], p. 112. 2016b. (978-92-95111-97-4 (PDF)).
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 160. 2018a. (ISBN 978-92-9260-040-2).
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 28. 2018b.
- KLEMPERER, P. Auction Theory: a guide to the literature. **Journal of Economic Surveys**, v. 13, n. 3, p. 227-286, 1999. ISSN 0950-0804.
- KON, A. **Economia Industrial**. São Paulo: Nobel, 1999.
- LANDIVAR, C. G. P. et al. Modelo Estrutura-Condução-Desempenho em Terminais do Corredor Centro-Leste. **Revista Pretexto**, Belo Horizonte, v. XIV, n. 2, p. 60-76, Abril 2013. ISSN 1984-6983.
- LOPES, H. C. O Setor Calçadista do Vale dos Sinos/RS: um estudo a partir do modelo estrutura-conduta-desempenho. **Revista de Economia**, Curitiba, v. 40, n. 3, p. 68-90, Setembro 2014.
- LOPES, H. C. O Modelo Estrutura-Condução-Desempenho e a Teoria Evolucionária Neoschumpeteriana: uma proposta de integração teórica. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. XX, n. 2, p. 336-358, Maio 2016. ISSN 1980-5527.
- MACHADO, E. A. et al. Desempenho operacional-financeiro e concentração de mercado sob o enfoque do paradigma estrutura-conduta-desempenho: um estudo exploratório na indústria brasileira de laticínios no período de 1997 a 2006. **Brazilian Business Review**, Vitória, p. 118-140, Janeiro 2010. ISSN 1807-734X.
- MARTINS, H. C.; FILHO, C. G.; OLIVEIRA, L. C. V. D. Posicionamento Estratégico de uma Organização Hospitalar sob a Ótica da Organização Industrial. **Revista de Administração FACES Journal**, Belo Horizonte, v. 14, p. 26-42, Dezembro 2015. ISSN 1984-6975.
- MATARAZZO, D. C. **Análise financeira de balanços: abordagem básica e gerencial**. 5ª. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

- MCGUIGAN, J. R.; MOYER, R. C.; HARRIS, F. H. D. **Economia de Empresas: aplicações, estratégia e táticas**. São Paulo: Thomson Learning, 2007.
- MELO, T. D. Do Estado Social ao Estado Regulador. **Revista Faculdade de Direito da Universidade Federal do Ceará**, Ceará, p. 223-232, 2010-1. ISSN 0103-2496.
- MENDONÇA, M.; JACOBS, D.; SOVACOO, B. **Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook**. 1ª. ed. Londres: Earthscan, 2009.
- MME. PROINFA. **Site do Ministério de Minas e Energia**, [201-]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa?inheritRedirect=true>>. Acesso em: 03 Outubro 2018.
- MONE, C. et al. **2015 Cost of Wind Energy Review**. National Renewable Energy Laboratory. Golden, p. 97. 2017.
- NEUBERGER, D. Industrial Organization of Banking: a review. **International Journal of the Economics of Business**, v. V, n. 1, p. 97-118, 1998.
- OLIVEIRA, C. A. C. N. V. D. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia dos custos de transação**. Dissertação (Dissertação em economia) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 1998.
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. Green growth and energy. **Site da Organisation for Economic Co-operation and Development**, [201-]. Disponível em: <<http://www.oecd.org/greengrowth/greening-energy/greengrowthandenergy.htm>>. Acesso em: 30 Agosto 2018.
- PAVINATTO, E. F. **Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica**. Rio de Janeiro: Tese (Tese em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- PINDYCK, R.; RUBINFELD, D. **Microeconomia**. 8ª. ed. [S.l.]: Pearson, 2013.
- PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.
- PORTER, M. E. How Competitive Forces Shape Strategy. **Site de Harvard Business Review**, 1979. Disponível em: <<https://hbr.org/1979/03/how-competitive-forces-shape-strategy>>. Acesso em: 5 Maio 2019.
- POSSAS, M. L. **Estruturas de Mercado em Oligopólio**. São Paulo: Hucitec, 1990.
- POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. **Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual**. Relatório de Pesquisa/IPEA. Brasília, p. 40. 1997.
- RANGAN, S. The new era of sustainable performance in business. **Perspectives Group Pictet**, 2011. Disponível em: <<https://perspectives.pictet.com/wp-content/uploads/2013/03/201104-Pictet-Report-EN.pdf>>. Acesso em: 2 Outubro 2019.
- RESENDE, M.; BOFF, H. **Concentração industrial**. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L (org.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.
- ROSADO-CUBERO, A. Barriers to entry vs. competitive strategy. **Cuadernos de Estudios Empresariales**, v. 25, p. 67-86, 2015. ISSN 1131-6985.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração Financeira: Corporate Finance**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2ª ed.- 6. reimpr., 2007. 2ª. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

SANTANA, E. A. D. A Economia dos Custos de Transação e a reforma da indústria de energia elétrica do Brasil. **Anais do XXXIV Encontro Nacional de Economia**, Salvador, Dezembro 2006. 20p. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/novosite/br/encontro-2006>>. Acesso em: 24 Abril 2018.

SANTANA, E. A. D.; OLIVEIRA, C. A. C. N. V. D. Análise da indústria de energia elétrica do Brasil: abordagem através da economia dos custos de transação. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, Rio de Janeiro, v. 29, n. 2, p. p. 273-294, Agosto 1999.

SCHERER, F. M.; ROSS, D. **Industrial market structure and economic performance**. 3ª. ed. Chicago: Raud Mc Nally & Co, 1990.

SCIENTIFIC AMERICAN. Power from Sunshine: A Pioneer Solar Power Plant. **Site da Scientific American**, 2013. Disponível em: <<https://www.scientificamerican.com/article/power-from-sunshine/>>. Acesso em: 8 Abril 2019.

SHY, O. **The Economics of Network Industries**. Cambridge: Cambridge University Press, 2001.

SIMAS, M. S. **Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada**. Dissertação (Dissertação em energia) - Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

SOUZA, P. R. C. D. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista**. Tese (Tese em engenharia de produção) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2002.

STIGLER, G. J. The Theory of Economic Regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, Spring, v.2, n. 1, p. 3-21, 1971.

THE UNITED STATES DEPARTMENT OF JUSTICE. Horizontal Merges Guidelines. **Site do The United States Department of Justice**, 2010. Disponível em: <<https://www.justice.gov/atr/horizontal-merger-guidelines-08192010>>. Acesso em: 8 Maio 2019.

THEOTÔNIO, R. D. C. R. **Princípios de Análise da Reforma do Setor Elétrico: um estudo comparativo**. Dissertação (Dissertação em engenharia de produção) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 1999.

VARIAN, H. R. **Microeconomia: Princípios Básicos**. 7ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.

VIAN, C. E. D. F.; LIMA, R. A. D. S.; FILHO, J. B. S. F. Estudo de Impacto Econômico (EIS) para o Complexo Agroindustrial Canavieiro Paulista: desafios e agenda de pesquisa. **Revista de Economia Agrícola**, São Paulo, v. 54, n. 2, p. 5-26, Jul/Dez 2007.

VINHAES, É. A. S. **Estrutura de Governança e Comportamento Estratégico em Sistema Elétricos Reestruturados: Uma Abordagem Institucional do Poder de Mercado na Indústria de Energia Elétrica Brasileira**. Tese (Tese em engenharia de produção) - Universidade Federal Santa Catarina. Florianópolis. 2003.

WILLIAMSON, O. E. **The Economic Institutions of Capitalism: firms, markets, relational contracting**. Londres: Collier Macmillan Publishers, 1985.

WIND-TURBINE-MODELS.COM. Dornier Darrieus 55. **Site da wind-turbine-models.com**, 2019. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/93-dornier-darrieus-55#pictures>>. Acesso em: 11 Abril 2019.